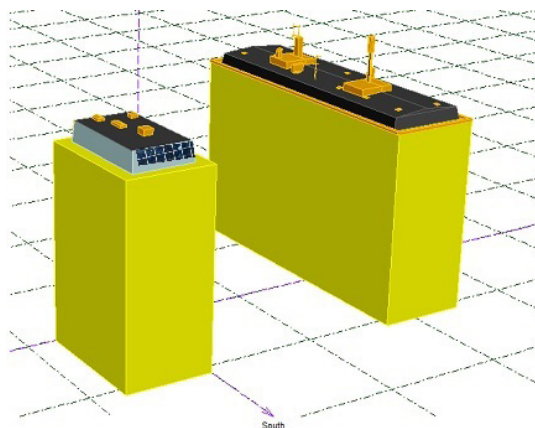


Avdelningen för Byggnadsfysik
Examensarbete TVBH-5068
Lund 2013

Investeringar i solenergi- teknologi på kommersiella byggnader i Sverige

– Hur lönsamt är det?

Niclas Daniels
Maria Olsson



LUND
UNIVERSITY

Investeringar i solenergi- teknologi på kommersiella byggnader i Sverige

– Hur lönsamt är det?

Niclas Daniels
Maria Olsson

© Niclas Daniels och Maria Olsson

ISRN LUTVDG/TVBH-13/5068--SE(219)

Avdelningen för Byggnadsfysik
Institutionen för bygg- och miljöteknologi
Lunds tekniska högskola
Lunds universitet
Box 118
22100 LUND

Sammanfattning

I denna rapport presenteras ett generaliserat arbetssätt för att genomföra en förstudie som inkluderar en utvärdering av den energimässiga potentialen och den ekonomiska lönsamheten för solcells- och solvärmesystem som installeras på kontors- och flerbostadsbyggnader i Sverige med befintlig anslutning till fjärrvärmenätet. Värme- och eldrivna kylmaskiners funktioner och energikostnader presenteras även i viss utsträckning. Det generaliserade arbetssättet appliceras på en specifik fastighet i Malmö och de slutsatser som dras ska användas som beslutsunderlag för en framtida investering i solenergiteknologi för den undersökta fastigheten. Energiproduktionen modelleras i datorprogram, PVsyst (solcellssystem) och Winsun 0709 (solvärmesystem), medan lönsamhetsmässiga aspekter av investeringen undersökts med hjälp av reala investeringskalkyler för ett flertal lönsamhetsmetoder och grafiska känslighetsanalyser via programmering i Excel. Resultaten pekar på att det modellerade solcellssystemet är att föredra ur ett kalkylmässigt perspektiv jämfört med samtliga modellerade solvärmesystem, dock poängteras vikten av att förklara och förstå antagandena investeringskalkylerna bygger på, att definiera investerarens syfte med investeringen samt att se investeringsbeslut i ett större perspektiv där effekter som är svårkvantifierbara bör inkluderas. Indikativa bevis presenteras som pekar på att eldrivna kylmaskiner har lägre löpande energikostnader jämfört med värmedrivna kylmaskiner. Långsiktiga pristrender pekar mot att energikostnaderna för fjärrvärmedrivna kylmaskiner kan komma att bli mer konkurrenskraftiga jämfört med eldrivna kylmaskiner. Systemkostnaderna för solcellssystem har sjunkit kraftigt de senaste åren och prognoser visar på fortsatt sjunkande systemkostnader och högre elpriser på lång sikt varför det finns anledning att tro att solcellssystem kommer bli allt mer konkurrenskraftiga gentemot el som köps från elnätet. Vidare visas att vid begränsad yta kan en dyrare solcellsmodul med högre verkningsgrad ge högre lönsamhet jämfört med en billigare men mindre effektiv solcellsmodul. I känslighetsanalysen visas att en given parameter antingen har en linjär eller icke-linjär påverkan på ett givet lönsamhetsmått och en given parameter kan ha en linjär påverkan i ett visst lönsamhetsmått men en icke-linjär påverkan i ett annat lönsamhetsmått. Valet av lönsamhetsmått kan alltså i sig potentiellt påverka om en investering anses attraktiv eller lönsam ur ett kalkylmässigt perspektiv samt styra prioriteringar gällande vilka parametrar man bevakar och vilka parametrar man anser är viktiga. Av den anledningen är valet av vilket/vilka lönsamhetsmått man använder sig av inte obetydligt. Avslutningsvis presenteras förslag på fortsatta områden för studier och konkreta handlingar för att öka kunskapen och spridningen av solenergiteknologi i Sverige.

Nyckelord: solcellssystem, solvärmesystem, lönsamhetsmetoder, känslighetsanalys, investeringskalkylering, investeringskalkyl, PVsyst, fjärrvärme

Abstract

The goal of this report is to present the basic theory needed to conduct a pre-study of solar heating and photovoltaic (PV) systems on commercial buildings connected to a district heating system in Sweden. The pre-study includes evaluations of the energy production and profitability of the technologies; energy costs and properties of cooling systems powered by heat or electricity are also discussed briefly. The pre-study method is applied on a commercial building in Malmö, Sweden, and the results are to be used as a part of the assessment of a real investment in solar energy technologies on the building. The systems are modeled in computer software, PVsyst (PV systems) and Winsun 0709 (solar heating systems), while the profitability aspects are calculated using Excel. Aspects concerning profitability are investigated using investment calculations for a number of profitability methods and sensitivity analyses. The results show that the modeled PV system is more profitable than all the modeled solar heating systems. The importance of explaining and understanding the assumptions is described as well as the importance of defining the purpose of the investment and including the indirect effects that are difficult to quantify but important to consider in the decision making process.

Suggestive evidence in the report show that cooling systems powered by electricity have lower energy operating costs compared to heat powered ones. Long-term trends show that cooling systems powered by district heat might become increasingly cost competitive in terms of energy operating cost compared to cooling systems powered by electricity in the future. The up-front costs of PV systems have dropped dramatically over the last years and the costs are projected to decrease even further while electricity prices are projected to increase in the long term. Consequently, investing in a PV system to offset purchases of electricity from the grid is becoming an increasingly interesting investment in terms of profitability. Furthermore, it is shown that if the available area for a PV installation is limited, a more expensive and efficient PV module can make the PV system more profitable compared to a cheaper but less efficient module. In the sensitivity analysis, it is shown that a given parameter can have either a linear or a non-linear influence on a given profitability index. A given parameter can have a linear influence on one profitability index but a non-linear influence on another profitability index. The profitability indexes an investor uses can potentially influence the perceived attractiveness or profitability from an investment calculation stand-point and affect what parameters the investor perceive as important and what parameters to focus on. As a result, the choice of what profitability indexes an investor uses matters. Moreover, suggestions are presented to inspire further studies and actions aiming at increasing the knowledge and adoption of solar energy technologies on buildings in Sweden.

Keywords: PV system, solar heating system, profitability index, sensitivity analysis, investment calculations, PVsyst, district heating

Förord

Detta examensarbete ingår som en avslutande del i civilingenjörsprogrammet ekosystemteknik vid Lunds Tekniska Högskola. Det har utförts i samarbete med fastighetsbolaget Vasakronan med Joel Knutsson, teknisk förvaltare och Peter Jansson, teknikchef som handledare. Elisabeth Kjellsson, Universitetslektor, byggnadsfysik och Ricardo Bernardo, doktorand vid energi och byggnadsdesign har varit våra handledare på Lunds Tekniska Högskola.

Under arbetets gång är det många som har varit vänliga och svarat på frågor som har uppstått. Av dessa skulle vi särskilt vilja uppmärksamma:

- Gunnar Lennermo, Energianalys AB som har gett värdefulla synpunkter och alltid svarat snabbt på frågor som har uppkommit.
- Björn Karlsson, Professor i Energiteknik vid Mälardalens Högskola och Bengt Perers, Seniorforskare vid Danmarks Tekniska Universitet för att ha delat med sig av sina stora kunskaper inom solenergi.
- David Wiman, Aquasol AB som försåg oss med budgetpriser på solvärmeanläggningar med varierande storlek.
- Joannis Ververidis, Malmö Stad Serviceförvaltning, som delade med sig av information om deras solvärmeanläggning på Sege Park.
- Håkan Johansson, AQS Produkter AB som ställde upp och gjorde ett datakörningstest av kylmaskinen i byggnaden.
- Björn Sollie, Ingenjör Björn Sollie AB och Jan Winge, AQS Produkter AB som gav värdefulla synpunkter om återvinning av kondensorvärme från kylmaskiner.
- Tobias Persson på Glacell AB som på ett entusiastiskt och informativt sätt visade solcellssystemet på fastigheten Priorn, Malmö.
- Sist men inte minst våra handledare på Vasakronan, Joel Knutsson och Peter Jansson, och på LTH, Elisabeth Kjellsson och Ricardo Bernardo, för att ha stöttat oss under arbetets gång.

Innehåll

Innehåll	4
1 Introduktion	9
1.1 Mål	9
1.2 Syfte	9
1.3 Avgränsningar	9
1.4 Metod	9
1.5 Bakgrund	10
2 Solenergi	13
2.1 Teori	14
2.1.1 Solvärmesystem	14
2.1.2 Solcellssystem	15
2.2 Platsbedömning för solvärme- och solcellssystem	15
3 Solvärmesystem	19
3.1 Fördelar med solvärmesystem	19
3.2 Problem med solvärmesystem	20
3.3 Komponenter i ett solvärmesystem	21
3.3.1 Solfångare	21
3.3.2 Ackumulatortank	23
3.3.3 Cirkulationspump	24
3.3.4 Expansionskärl	24
3.3.5 Reglerventil	24
3.3.6 Backventil	25
3.3.7 Påfyllning och avtappning	25
3.3.8 Smutsfilter	25
3.3.9 Reglercentral	25
3.3.10 Rörledningar	25
3.3.11 Värmeväxlare	26
3.4 Jämförelse mellan solfångartyper	26
3.5 Val av solfångarmodul	29
3.6 Serie- och parallellkoppling	30
3.7 Värmebärare i solvärmesystemet	31
3.7.1 Dränerande solvärmesystem	31
3.7.2 Glykolsystem	32
3.8 Dimensionering av solvärme	32
3.8.1 Inkoppling av solvärme mot fjärrvärme	33

3.8.2	Primäranläggning.....	33
3.8.3	Sekundäranläggning-mini.....	35
3.8.4	Sekundäranläggning-maxi.....	35
3.9	Inför investering.....	36
4	Kylproduktion- och distribution.....	37
4.1	Solkyla.....	38
4.1.1	Adsorption- och absorptionskylning.....	39
4.1.2	Sorptiv kylning.....	40
4.1.3	Jämförelse mellan adsorptions- och absorptionskylning och sorptiv kylning.....	40
5	Applicering på befintlig fastighet - solvärmesystem.....	43
5.1	Om fastigheten.....	43
5.2	Specifikation av beställarens krav.....	44
5.3	Generella antaganden.....	44
5.4	Befintligt värmesystem.....	44
5.5	Befintligt kylsystem.....	45
5.6	Befintligt elsystem.....	47
5.7	Trender gällande energianvändningen.....	48
5.8	Egna förslag på energieffektiviseringsåtgärder.....	48
5.9	Ersättning av kompressorkylmaskin.....	49
5.10	Platsbedömning.....	52
5.11	Val av inkopplingssätt mellan solvärme och fjärrvärme till värmeproduktion.....	54
5.11.1	Alternativ 1: 30° lutning av solfångare.....	57
5.11.2	Alternativ 2: 5° lutning av solfångare (utanpåliggande).....	61
5.11.3	Metod och antaganden inför simuleringen.....	63
5.12	Resultat.....	67
5.12.1	Primärinkoppling.....	67
5.12.2	Sekundärinkoppling-mini.....	68
5.12.3	Jämförelse mellan alternativen.....	70
5.12.4	Energiförluster.....	71
5.13	Diskussion.....	71
6	Investeringskalkylering.....	73
6.1	Grundläggande begrepp inom investeringskalkylering.....	73
6.2	Real och nominell investeringskalkylering.....	74
6.3	Skatter i investeringskalkylering.....	76
6.4	Översikt över metoder för investeringskalkylering.....	78
6.5	Finansieringsmetoder.....	78

6.6	Kapitalvärdesmetoden (nuvärdesmetoden).....	78
6.7	Kapitalvärdeskvot	79
6.8	Internräntemetoden [%]	80
6.9	Tillväxträntemetoden [%]	80
6.10	Paybackmetoden [år]	81
6.11	Paybackmetoden med hänsyn till ränta [år].....	82
6.12	Levelized Cost of Electricity [SEK/kWh]	82
6.13	Månatlig elräkningsbesparing	84
6.14	Rangordning av investeringsprojekt	85
7	Lönsamhet och känslighetsanalys – solvärmesystem	87
7.1	Nyckeltal för solvärmesystem inom investeringskalkylering	87
7.1.1	Investeringskostnad	87
7.1.2	Drift och underhållskostnad.....	88
7.1.3	Subventioner	88
7.1.4	Prismodell för fjärrvärme.....	88
7.1.5	Fjärrvärmeprisets utveckling	89
7.1.6	Solvärme i kombination med fjärrvärme	90
7.2	Investeringskostnad	90
7.2.1	Primäranläggning.....	91
7.2.2	Sekundäranläggning-mini	92
7.3	Drift och underhållskostnad.....	93
7.4	Fjärrvärmepris.....	93
7.5	Lönsamhet.....	94
7.5.1	Primäranläggning.....	96
7.5.2	Sekundäranläggning-mini	97
7.6	Känslighetsanalys	97
7.6.1	Primäranläggning.....	99
7.7	Diskussion.....	105
8	Solcellssystem.....	107
8.1	Specifikation av beställarens krav	107
8.2	Fördelar med solcellssystem	107
8.3	Problem med solcellssystem.....	109
8.4	Dimensionering.....	110
8.4.1	Modelleringsprogram.....	110
8.4.2	Bygglov.....	110
8.4.3	Val av modul.....	111

8.4.4	Placering och montering	122
8.4.5	Antal moduler och växelriktare	122
8.4.6	Prestandamått för solcellssystem	126
9	Applicering på befintlig fastighet - solcellssystem.....	129
9.1	Metod.....	129
9.1.1	Arbetsgång	129
9.1.2	Antaganden	130
9.2	Resultat/ Åtgärdsförslag	130
9.2.1	Kontorsdelen.....	131
9.2.2	Bostadsdel.....	133
9.3	Diskussion.....	135
10	Lösamhet och känslighetsanalys - solcellssystem	139
10.1	Nyckeltal för solcellssystem inom investeringskalkylering.....	139
10.1.1	Grundinvestering	139
10.1.2	Löpande inbetalningar	147
10.1.3	Löpande utbetalningar	151
10.1.4	Kalkylränta.....	151
10.1.5	Ekonomisk livslängd.....	151
10.2	Introduktion till känslighetsanalysen	151
10.3	Metod.....	152
10.4	Resultat	155
10.4.1	LCOE.....	157
10.4.2	Kapitalvärde.....	162
10.4.3	Kapitalvärdeskvot	165
10.4.4	Enkel payback.....	167
10.4.5	Internräntemetoden	169
10.5	Diskussion.....	171
10.5.1	Om antagandena - parametrar	171
10.5.2	Användningsområden för känslighetsanalysen.....	173
10.5.3	Investeringskalkylen - en del av en helhetsbedömning	176
10.5.4	Känslighetsanalysen kan göras mer avancerad.....	176
10.5.5	Möjligheter till utökning av känslighetsanalysen	177
11	Diskussion – övergripande.....	179
11.1	Fördelar med solcellssystem på kontors- och flerbostadsfastigheter.....	181
12	Uppslag för fortsatt arbete	183
12.1	Frågor till Vasakronan	183

13	Slutsatser.....	185
14	Litteraturförteckning.....	187
15	Appendix.....	211
15.1	Skuggbildning.....	211
15.2	Modelleringsprogram.....	212
15.3	Känslighetsanalys-sekundäranläggning mini-alternativ 1	213
15.4	Icke-grafisk lösning	217
15.5	E.ONs inkopplingsprincip för solvärme primärinkopplat till fjärrvärmenätet.....	218
15.6	Temperatur i Sege Parks solvärmeanläggning en dag i september.....	219

1 Introduktion

1.1 Mål

Målet med denna rapport är att:

- Utveckla ett generaliserat arbetssätt för att genomföra en förstudie som inkluderar utvärdering av den energimässiga potentialen och den ekonomiska lönsamheten för solcells- och solvärmesystem som installeras på kontors- och flerbostadsbyggnader i Sverige av en kommersiell aktör.
- Jämföra värme- och eldrivna kylmaskinernas funktioner och energikostnader.
- Applicera det generaliserade arbetssättet på en specifik fastighet samt att presentera förslag på lämpliga solenergilösningar för den specifika fastigheten
- Undersöka ett flertal lönsamhetsmått parameterkänslighet kopplat till solenergisystem i Sverige och visa på användningsområden för känslighetsanalyser.
- Presentera förslag på fortsatta studier och konkreta handlingar kopplat till solenergisystem.

1.2 Syfte

Syftet med denna rapport är att:

- Erbjuder en kommersiell investerare en introduktion till solvärme, -el, och -kyla för att ge en kunskapsmässig grund att stå på vid planer på en investering i de nämnda solenergiteknologierna.
- Skapa underlag för ett informerat och kritiskt förhållningssätt till lönsamhetsbedömningar av solvärme- och solcellssystem i Sverige.
- Uppmuntra till ökad installationstakt av solenergisystem i Sverige där det är lämpligt ur energimässig och ekonomisk synvinkel genom att inspirera andra till fortsatta studier och konkreta handlingar.

1.3 Avgränsningar

Följande avgränsningar gäller för denna rapport:

- Endast kontors- och flerbostadsbyggnader med befintlig koppling till fjärrvärmenätet inkluderas där eftermontering av solenergisystem görs.
- Den tekniska delen av rapporten är uppbyggd som en förstudie till en investering i solenergiteknologi vilket innebär att den inte är heltäckande.
- Solföljande solenergiteknologier diskuteras inte.
- Endast solcellssystem kopplade till det allmänna elnätet utan lokal energilagring diskuteras.
- Endast solfångare som producerar vattenburen värme undersöks. Koncentrerande solfångare berörs endast i viss mån. Långtidslagring av solvärme exkluderas. Inga andra kombinationer av värmeproduktion än solvärme och fjärrvärme tas upp.
- Eftersom investeringsprojekten antas ha samma ekonomiska livslängd i denna rapport tas ej annuitetsmetoden eller annuitetskvotsmetoden upp.

1.4 Metod

En litteraturstudie genomförs utifrån information i böcker, rapporter och internetkällor. Intervjuer med branschfolk sker under arbetets gång. En specifik byggnad i Vasakronans ägo undersöks närmare genom platsbesök och löpande intervjuer med medarbetare på Vasakronan. Programmet PVsyst används för att simulera energiproduktionen från solcellssystem på den specifika byggnaden medan Winsun 0709 används för solvärmesystem. Utifrån kunskap i litteraturen skapas en beräkningsmodell för lönsamhetsmått och dess parameterkänslighet i Excel där parameterkänsligheten dessutom visualiseras. Med hjälp av beräkningsmodellen undersöks lönsamheten för solvärme- respektive solcellssystem på den specifika byggnaden.

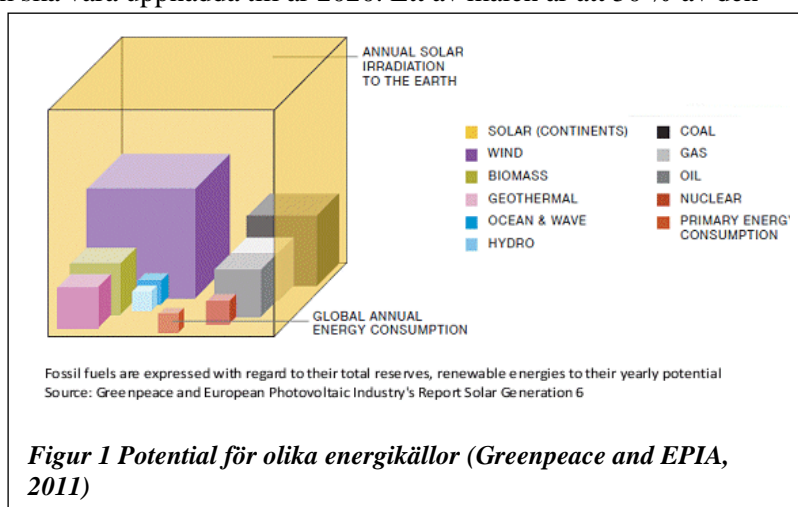
1.5 Bakgrund

Varje timme nås jorden av lika mycket solenergi som den årliga energianvändningen i världen (EPIA, 2012). Utnyttjandet av solenergi är en nyckelteknologi för att uppnå ett energisystem med låga utsläpp av växthusgaser. Solcellsteknologier och andra förnybara energislag är till skillnad från konventionella kraftanläggningar som kol och gas de enda som utlovar en prisminskning i framtiden snarare än en prisökning (JRC Europeiska Kommissionen, 2012). Energisektorn måste vara nästan fri från utsläpp av växthusgaser år 2050 om EU ska uppnå sitt klimatmål. Solcellsbaserad elproduktion erbjuder redan nu lösningar och allt större andel av elproduktionen i EU kommer från solcellssystem samtidigt som kostnadsutvecklingen gör att el från solceller blir allt mer konkurrenskraftig. Solcellsbaserad elproduktion beräknas generera 15% av EU:s efterfrågan på el år 2030 baserat på nuvarande marknadstrender men potentiellt kan solceller generera 25% av EU:s elanvändning år 2030 under vissa förutsättningar (EPIA, 2012A). Även solvärme fortsätter växa och det är beräknat att 20 % av EU:s totala efterfråga på värme, vilket inkluderar 27 medlemsstater, kan täckas till år 2030 om värmebehovet först reduceras med 40 % jämfört med år 2004 genom energieffektiviseringsåtgärder (ESTTP, 2007). I syfte att begränsa klimatpåverkan och främja en miljömässigt hållbar utveckling har Sverige fastställt flera miljömål som ska vara uppnådda till år 2020. Ett av målen är att 50 % av den svenska energin ska vara

förnyelsebar (Miljödepartementet, 2012). Malmö stad har fastställt egna miljömål varav ett mål är att deras egna verksamheter ska använda 100 % förnyelsebar energi år 2020. År 2030 är visionen att hela Malmö stad ska försörjas av enbart förnyelsebar energi (Jönsson, et al., 2009). Under 2010 stod bostads- och servicesektorn för 40% av den slutliga energianvändningen i Sverige. Av sektorns energianvändning går nästan 60% till uppvärmning och

varmvatten. En stor del av sektorns elanvändning går till driftel i lokaler vilket är beteckningen för den sammanslagna fastighets- och verksamhetselen. Fastighetsel är el till klimatisering och exempelvis hissar, rulltrappor och allmän belysning. El som används inom verksamheten som bedrivs i byggnaden, exempelvis datorer och apparater, benämns verksamhetsel (Energimyndigheten, 2011A). Andelen svenskar som anser att Sverige bör satsa mer på solenergi under de närmaste 5-10 åren är högre än för alla andra energikällor (Hedberg & Holmberg, 2012) och år 2012 uppgav 7 av 10 svenskar att de är intresserade av att producera egen el (Svensk Energi, 2012C). I Sverige har kunskapen om solceller ökat bland allmänheten och begrepp som bland annat nettodebitering och elcertifikat har blivit allmänt kända (Andersson, 2011). Utvecklingen pekar på att intresset för och förekomsten av solenergianläggningar kommer att öka i snabbare takt än många föreställer sig (Energimyndigheten, 2012C).

Både solcellssystem och solvärmesystem har sedan flera år tillbaka haft en kraftig tillväxt. Den globala installerade effekten solvärme (varmvatten- och värmeproduktion) ökade med i genomsnitt 17% per år mellan 2006 till 2011, under 2011 var ökningen 27%. Den totala solvärmekapaciteten (varmvatten/uppvärmning) ökade globalt från 153 GW_{värme} år 2009 till 232 GW_{värme} år 2011, exklusive oglasade solfångare (REN21, 2012). Globala investeringar i solenergi ökade med 52% under 2011 jämfört med 2010 till 147 miljarder US dollar vilket var nästan dubbelt så mycket som globala investeringar i vindenergi (UNEP's DTIE, 2012). Den globala installerade effekten solcellsel ökade med i genomsnitt 58% årligen mellan 2006 och 2011. 2011 togs nästan 30 GW solcellsel i drift globalt vilket innebär att den globala installerade effekten ökade med 74% till nästan 70 GW år 2011 (REN21, 2012). I Sverige ökade den installerade effekten solcellsel från 8,76 MW_p till 15,75 MW_p mellan 2009 och 2011 (Lindahl, 2012B). Under 2011 installerades 14,6 MW_{värme} i Sverige vilket resulterade i en

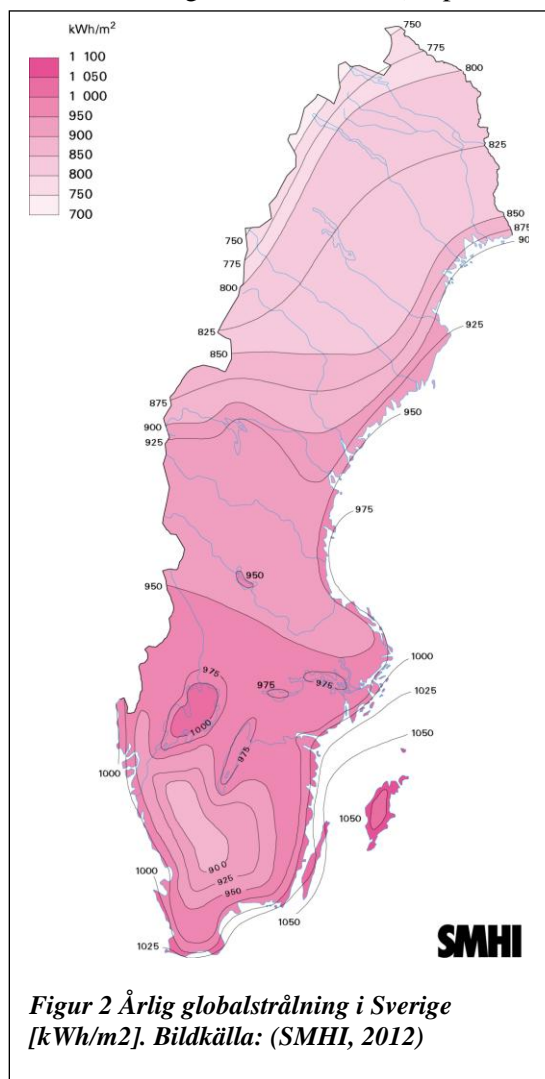


total solvärmekapacitet på 235,9 MW_{värme} för glasade solfångare (ESTIF, 2012). Solenergi har stor potential vilket även illustreras i Figur 1. Bara i Sverige innehåller den solstrålning som under ett år når en yta motsvarande en procent av Sveriges totala yta lika mycket energi som Sveriges årliga energianvändning (Energimyndigheten, 2009).

2 Solenergi

Den del av solstrålningen som når jorden har en medeleffekt utanför atmosfären på 1370 W/m^2 för en yta vinkelrät mot solen. Detta värde kallas även för solarkonstanten. På grund av att en viss andel av solinstrålningen reflekteras tillbaka samt absorberas av olika gaser i atmosfären är den maximala effekten endast 1000 W/m^2 vid marken (Andrén, 2011). Den maximala solinstrålningen sker vid ekvatorn på grund av det kortare avståndet genom atmosfären och att infallsvinkeln är nästintill 90° (Andersson, 2011). Det är alltså solens vinklar mot jorden som avgör hur solinstrålningen fördelar sig. Solvinklarna varierar i sin tur beroende på latitud och tidpunkt på året och dygnet. Solens placering i förhållande till jorden beskrivs ofta med hjälp av solhöjden och solens azimut (McQuiston, et al., 2005). Solhöjden definieras som solens vinkel över horisonten. Under morgon och kväll är vinkeln som lägst vilket gör att solljuset måste passera mer atmosfär. Det får som följd att solinstrålningen vid marken är lägre än under resten av dagen (Marken & Woodruff, 2012). Solens azimut är vinkeln mellan riktningen söder och solens placering projicerad på det horisontella planet. Den beskriver således solens rörelse i öst-västlig riktning. När solen är riktad mot söder är solens azimut noll (Gajbert, 2002).

Ju längre från ekvatorn man rör sig desto lägre blir solstrålningen (Andrén, 2011). Dessutom varierar solstrålningen allt mer sett över året ju längre från ekvatorn en plats är eftersom ett större avstånd från ekvatorn innebär allt längre sommardagar och följaktligen större mängder solenergi under sommaren medan vinterdagarna blir kortare (Stapleton & Neill, 2012). En vanlig uppfattning är att Sverige inte



har tillräckligt med sol och att solenergi därmed inte kan bli intressant inom överskådlig tid, om någonsin (Energimyndigheten, 2012C), vilket är en missuppfattning (Naturskyddsföreningen, 2012). Under sommaren mottar exempelvis Sverige lika mycket solinstrålning som länder vid Medelhavet på grund av de långa sommardagarna (Energimyndigheten, 2011B). Skillnaden mellan solstrålningen i norra och södra Sverige är liten och solstrålningen är av samma storleksordning som Tyskland, som är världsledande på solcellsinstallationer. Den genomsnittliga årliga solstrålningen varierar mellan $800\text{-}1000 \text{ kWh/m}^2$ i Sverige beroende på platsens breddgrad och dess lokala klimat, se Figur 2 (Naturskyddsföreningen, 2012). Är ytan dessutom optimalt lutad mot solen är skillnaden ännu mindre (se även Figur 83 på sidan 128 där solstrålningen på en optimalt lutad yta visas för Sverige).

Den solstrålning som ett lutande plan nås av består av tre komponenter: direktstrålning, diffus strålning från himlen och markreflektad strålning (McEvoy, et al., 2012). Tillsammans kallas dessa för globalstrålning (European Commission, 2012). Den markreflekterade strålningen påverkas av underlagets albedo, det vill säga hur väl underlaget i genomsnitt reflekterar över solspektrumet. Det typiska värdet är 0,2, dock kan snö öka albedot till 0,6 – 0,8 (McEvoy, et al., 2012). Det är molnigheten som är den främsta anledningen till växlingarna i solenergitillgången från en tidpunkt till en annan. Molntäckets typiska mönster beror på den geografiska positionen. Exempelvis kan kustnära

platser på höga breddgrader ha en molntäckt himmel under många dagar under vintern med endast ett fåtal solglimtar (McEvoy, et al., 2012). Vid dessa tillfällen dominerar den diffusa solinstrålningen (S-Solar, 2010).

2.1 Teori

2.1.1 Solvärmesystem

Ett solvärmesystems uppgift är att överföra solens värme till ett medium som sedan kan användas i fastigheter till uppvärmning och tappvarmvattenproduktion. Ett solvärmesystem består av ett antal komponenter där solfångaren är den viktigaste eftersom den tar emot solstrålningen (Andrén, 2011). All solinstrålning som träffar solfångaren absorberas dock inte utan en del kommer reflekteras eller absorberas i täckglaset. Dessa förluster kallas optiska förluster. På grund av den kallare omgivningen sker även värmeförluster. Ju högre arbetstemperatur solfångaren uppnår, desto större blir värmeförlusterna (Davidsson, 2011).

Verkningsgraden för solfångare som är oglasade, glasade (plana) och vakuumsör kan beräknas med ekvationerna nedan (Davidsson, 2011). Den skiljer sig åt mellan de olika solfångarna på grund av deras olika uppbyggnad vilket i sin tur påverkar energiförlusterna. Generellt har plana solfångare en högre optisk verkningsgrad men också högre värmeförlustkoefficienter än vakuumsör (Solar Book, 2009).

$$\eta = \eta_0 - a_1 * \frac{T_m - T_a}{G} - a_2 * \frac{(T_m - T_a)^2}{G} = \text{solfångarens verkningsgrad} \quad (2:1)$$

$$\eta_0 = F'(\tau\alpha)_n * \frac{K_b(\theta)G_b + K_dG_d}{G} = \text{solfångarens optiska verkningsgrad} \quad (2:2)$$

(när solfångarens arbetstemperatur är samma som omgivningens sker inga värmeförluster, bara optiska) [%]

F' = termisk resistans mellan absorptor och värmebärare

$(\tau\alpha)_n$ = transmittans – absorptansprodukt vid direkt solinstrålning med samma infallsvinkel som solfångarens normal

$\frac{K_b(\theta)G_b + K_dG_d}{G}$ = tar hänsyn till att solinstrålningens infallsvinkel skiljer sig från solfångarens normal

$a_1 = F' * U_0$ = konstant värmeförlustkoefficient [$W/(m^2 * ^\circ C)$]

$a_2 = F' * U_1$ = temperaturberoende värmeförlustkoefficient [$W/(m^2 * ^\circ C^2)$]

$T_m = \frac{(T_{\text{solfångare,ut}} + T_{\text{solfångare,in}})}{2}$ = solvärmebärarens medeltemperatur [$^\circ C$]

T_a = omgivningens temperatur [$^\circ C$]

G = Total solinstrålning mot solfångarens area [W/m^2]

Utifrån ekvationen kan man dra följande slutsatser:

Solfångarens verkningsgrad blir liten om:

- Solfångaren har stora värmeförlustkoefficienter

- Temperaturskillnaden mellan solvärmebärare och omgivning är stor
- Total solinstrålning mot solfångarens area är liten
- Solfångarens optiska verkningsgrad är liten det vill säga reflektionen är hög och täckglasets transmittans och absorbatorns absorptions är låg vilket beror på materialet som används

2.1.2 Solcellssystem

Solceller omvandlar solljus direkt till el i form av likström (Energimyndigheten, 2010). För att kunna använda likströmmen i en fastighet måste likströmmen omvandlas till växelström, vilket görs av en växelriktare som i sin tur är kopplad till elnätet (Stridh & Hedström, 2011). En kristallin solcell är vanligtvis 15*15 cm (Energimyndigheten, 2012D) tunn skiva eller film bestående av ett halvledarmaterial där en spänning uppstår mellan fram- och baksidan när den utsätts för ljusinstrålning (Solelprogrammet, 2012). Förflyttningen av elektroner drivs av spänningen och en ström uppstår (Energimyndigheten, 2010). Eftersom en solcell ger en låg spänning, 0,5-0,7 Volt, seriekopplas solcellerna för att få upp spänningen till lämpliga nivåer. Vanligtvis seriekopplas 36, 54 eller 72 solceller varefter de inkapslas i ett laminat där framsidan oftast är glas. Detta kallas för en solcellsmodul (Solelprogrammet, 2012). Solcellsmoduler kan i sin tur serie- och parallellkopplas för att få den spänning och strömstyrka som man önskar (Svensk Energi, 2011). Ett nätanslutet solcellssystem inkluderar följande hårdvara:

- Solcellsmoduler
- Växelriktare
- Monteringsutrustning
- Elektrisk utrustning såsom kablar, säkringar, kopplingskåp med mera (Stapleton & Neill, 2012)

2.2 Platsbedömning för solvärme- och solcellssystem

Nedan beskrivs vad som bör ingå i en platsbedömning då man undersöker möjligheterna att installera solvärme- och solcellssystem. Därefter följer separata kapitel om solvärme respektive solceller med mer ingående information.

Före installation av ett solvärme- och solcellssystem ska platsen besökas där systemet är tänkt att installeras (Svesol, u.d.; Clean Energy Council, 2011). Informationen från platsbedömningen används sedan för att bestämma den förväntade årliga energiproduktionen och kostnaden (Clean Energy Council, 2011). Det är oftast särskilt intressant att genomföra solvärmeprojekt i samband med takomläggning eller byte av det befintliga värmesystemet i en fastighet. När taket byts ut kan man passa på att integrera solfångare, vilket minskar behovet av takmaterial (Andrén, 2011) och därmed marginalkostnaden för installation av solvärme (Larsson, et al., 2004). Normalt sett installeras solcellssystem på tak som är mindre än 5 år gamla eller har mer än 30 år kvar tills takbyte (Salasovich & Mosey, 2012).

Det kan vara en fördel att läsa på mer om solvärme och olika installationer som har genomförts. Genom att besöka en anläggning i drift kan man få värdefulla tips på vad man ska tänka på under projektets gång och när anläggningen är igång (Energimyndigheten, 2011). Oftast krävs bygglov vid installation av solfångare eller solceller, därför är det bra att ta kontakt med kommunens bygglovenhet innan monteringen påbörjas (Energimyndigheten, 2011; Elsäkerhetsverket, 2012B).

Väl på plats ska den tillgängliga arean bestämmas samt dess geometri (Balfour, et al., 2012). Vid uppskattning av den tillgängliga arean är det viktigt att även ta hänsyn till takets bärförmåga vid takplacering (KCC, 2009). Vid val av placering ska hänsyn tas till eventuella risker för vandalism eller skydd som krävs för att undvika vandalism (U.S. Department of Energy, 2011).

Den absolut viktigaste förutsättningen är att taket inte utsätts för konstant skuggning utan nås av så mycket solljus som möjligt. Speciellt solceller är känsliga för skuggning. Finns det föremål på taket som riskerar att skugga kan det vara värt att göra en skuggningsstudie för att se hur det kommer påverka ett framtida solvärme- eller solcellssystem (Svesol, u.d.; Stapleton & Neill, 2012). I avsnitt

15.1 finns en sammanfattning av metoder för att genomföra en skuggningsstudie. I många fall är tak den bästa platsen, där är det oftare skuggfritt jämfört med marken samtidigt som det är östört (Salasovich & Mosey, 2012). Det räcker oftast inte med att undersöka skuggorna dagen för platsbesöket eftersom solen står olika högt vid olika tidpunkter under året. Det medför att en plats som inte skuggas vid platsbesöket kan skuggas vid andra tidpunkter under året (Stapleton & Neill, 2012). Det är framförallt föremål väster, öster och söder om ett solcellssystem som kan kasta skuggor över det. Det kan röra sig om träd, torn, elledningar, byggnader och andra konstruktioner men också föremål som är i solcellssystemets direkta närhet som exempelvis antenner, skorstenar, ventilationsdelar och vindskupefönster (Brooks & Dunlop, 2012). Vegetation och omgivande landskap som berg och kullar är andra exempel (Stapleton & Neill, 2012). Eftersom den största delen av solstrålningen och högsta energiproduktionen sker mellan kl. 9 och 15 (soltid) bör solcellsmodulerna inte skuggas mellan dessa klockslag under ideala förhållanden. Dock är detta inte alltid möjligt varför avvägningar görs vid val av plats (Brooks & Dunlop, 2012). Förutom skuggbildning från befintliga föremål bör skuggbildning från framtida föremål tas i beaktning, exempelvis växande träd eller planerade byggnader (Balfour, et al., 2012). Det är viktigt att avgöra om en plats kan förbättras genom att exempelvis oanvända föremål, staket med mera kan tas bort för att frigöra mer oskuggad yta (Salasovich & Mosey, 2012). I vissa fall kan skuggorna minskas genom att påverka föremålet som kastar skuggan, exempelvis genom att trimma eller fälla omgivande träd. Vissa typer av skuggor som orsakas av exempelvis damm, smuts och fågelspillning på panelens yta är svåra att förhindra men dess påverkan kan begränsas. Genom att använda en viss lutning på modulen sköljer regnet lättare bort smuts som ackumulerats på ytan. Ytterligare hjälp på traven är att rengöra dem emellanåt (Brooks & Dunlop, 2012). Normalt sett räcker vanligt regn gott nog men rengöring kan krävas om solcellsmodulerna inte nås av regn i tillräcklig utsträckning eller om estetiska skäl motiverar detta. Snö innebär också skuggning men en lutningsvinkel mindre än ca 33 grader på Stockholms latitud ger endast några få procents minskad årsproduktion på grund av snö. Kostnad för snöskottning måste därför vägas mot fördelarna med ökad energiproduktion på vintern (Solelprogrammet, 2012). Fördelen med en större lutning är att snöbeläggning bättre undviks för både solfångare och solceller under vintern samtidigt som problemet med överhettning för solfångare under sommaren undviks i större grad. Å andra sidan krävs en större area för att täcka varmvattenbehovet sommartid (Gajbert, 2006). Även reflektorer kan utnyttjas för att öka värmeutbytet under vår och höst (Karlsson, 2006).

Takets orienterings- och lutningsvinklar behövs för solvärme- och solcellssystem (Stapleton & Neill, 2012; Svesol, u.d.) eftersom dessa påverkar energiproduktionen och därmed kostnadseffektiviteten (Brooks & Dunlop, 2012). Vid planering av byggnader har sällan byggnaders orientering optimerats eller anpassats för framtida solcellssystem. Om ett solcellssystem installeras på ett lutande tak påverkas dess orienterings- och lutningsvinklarna i stor utsträckning av takets vinklar. Den optimala orienteringsvinkeln är den orienteringsvinkel där solcellsmodulen nås av maximal mängd solstrålning. På norra halvklotet är den optimala orienteringsvinkeln ”verkligt söder” (Stapleton & Neill, 2012) förutsatt att skuggor och lokala väderförhållanden inte föreskriver annat (Brooks & Dunlop, 2012) men sydväst och sydöst ger liknande utbyte. Är panelen däremot riktad mot öst eller väst kan solinstrålningen mot den bli mer än 20 % lägre i förhållande till söderriktningen (gäller för Stockholm), se Tabell 1 (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Det ideala är om solinstrålningen alltid är vinkelrät mot solfångarens yta eftersom ytan nås av mest energi och reflektionen är som minst då (Marken & Woodruff, 2012).

Tabell 1 Minskad mängd instrålning mot en yta i Stockholm som avviker från 45 graders lutning och söder orientering (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010)

Orientering	Söder	Sydöst/sydväst Söder ± 45°	Öst/väst Söder ± 90°
Lutning 0°	-16 %	-16 %	-16 %
Lutning 15°	-6 %	-9 %	-17 %
Lutning 30°	-1 %	-6 %	-20 %
Lutning 45°	--	-6 %	-23 %
Lutning 60°	-4 %	-11 %	-29 %
Lutning 90°	-25 %	-30 %	-44 %

Orienteringsvinkeln är oviktig då lutningsvinkeln är 0° eftersom orienteringsvinkeln i det fallet inte påverkas vid rotation av modulerna (Brooks & Dunlop, 2012). Utan solföljare är en lutning på 25-65°

från horisontalplanet att föredra i Sverige. Som regel bör solfångaren ha en lutning på 10° under den latitud man befinner sig på vilket i Malmös fall blir ungefär $45-46^\circ$ (Andrén, 2011). Tillverkarna av solcellsmoduler kan ange en minsta lutning om $11-12^\circ$ för att tillåta att regnvatten sköljer bort smuts och därmed undviker att smuts byggs upp på ytan (Persson, 2012). Lutningen beror såklart även på vilken tidpunkt på året som man vill optimera utbytet. Under vintern står till exempel solen lägre vilket motiverar en större lutning (Andrén, 2011). Om lutningsvinkeln är större än platsens latitud ökar prestandan under höst- och vintermånaderna. Om lutningsvinkeln är längre än platsens latitud ökar prestandan under vår- och sommarmånaderna (Brooks & Dunlop, 2012). Orienteringsvinkeln kan bestämmas med hjälp av kompass och data om magnetisk deklination. Takets lutningsvinkel kan bestämmas med hjälp av exempelvis en inklinometer (Stapleton & Neill, 2012).

Vid systemutformning behövs information om den nuvarande energianvändningen (U.S. Department of Energy, 2011; Andrén, 2011). Dessutom behöver man undersöka lämpliga platser för de andra komponenterna i ett solvärme- eller solcellssystem (Andrén, 2011; Stapleton & Neill, 2012). För att minimera värmeförlusterna och kostnaden ska ackumulatortanken (om en sådan behövs) placeras så nära solfångarna som möjligt. Det ska dessutom finnas möjlighet att dra rör emellan solfångaren och tanken eller värmeväxlaren. Samtidigt bör man undersöka hur befintlig värmeutrustning kan kopplas samman med solvärmesystemet (Andrén, 2011). Om förutsättningarna visar sig vara de rätta kan denna kunskap användas vid dimensionering av solvärmesystemet (S-Solar, 2010). För solcellssystem ska det på liknande sätt bestämmas vilken monteringslösning som är lämpligast och hur solcellssystemen kommer samspara med det existerande elsystemet. Växelriktaren ska placeras i ett välventilerat utrymme där den är lättillgänglig och skyddad från direkt solstrålning (Stapleton & Neill, 2012). På så sätt kan effektförluster undvikas genom att växelriktaren hålls sval (Sanchez, 2012A). Det lokala temperaturintervallet ska också bestämmas, om platsen är nära kusten samt huruvida tunga snölaster är vanliga (Stapleton & Neill, 2012).

3 Solvärmesystem

I följande kapitel sker en fördjupning inom ämnet solvärme. Tanken är att det ska bidra till ökad kunskap inom ämnet inför en eventuell investering. Därmed kommer bland annat ett solvärmesystems olika komponenter presenteras liksom dimensionering, inkoppling och lönsamhetsmässiga aspekter.

3.1 Fördelar med solvärmesystem

Det finns ett flertal fördelar förknippade med solvärme vilka beskrivs nedan.

Underhåll

Till stor del är solvärmesystemet självgående men en viss tillsyn krävs under året för att upprätthålla ett välfungerande system. Den dagliga tillsynen består av att kontrollera drift och indikeringslampor på elskåpet. Exempel på tillsyn som bör göras minst en gång om året är att kontrollera om luftning av systemet behövs (försämrad verkningsgrad eller flöde kan indikera det(S-Solar, 2011)), rengöring av filter och backventil, kontrollering av värmebärarens pH-värde och fryspunkt, cirkulationspumpen och reglercentralens funktion med mera(Andrén, 2011).

Miljö

Solfångaren är till stor del tillverkad av material som kan återvinnas(JM Power, 2011). Dessutom sker inga utsläpp under användarfasen förutom den påverkan som elen till cirkulationspumpen ger upphov till. Genom att delvis ersätta en annan energikälla kan utsläpp av bland annat koldioxid minskas (Kjellsson, 2004).

Livslängd

Livslängden på ett solvärmesystem är lång i jämförelse med andra värmesystem. En plan solfångare som är välkonstruerad kan fungera upp till 30-40 år, även om vissa komponenter i solvärmesystemet behöver bytas innan dess (Andrén, 2004).

Kan även användas till kylproduktion

En av solvärmeanläggningens nackdelar är att utbytet är som störst under sommaren när värmebehovet är som lägst och vice versa. Det kan däremot vändas som en fördel eftersom det nuförtiden är möjligt att utnyttja solvärmens till att producera kyla, något som större kontorsfastigheter är i stort behov av (S-Solar, 2010).

Bostäders försäljningsvärde

Genom att installera ett solvärmesystem på fastigheten ökar dess värde (Intelli-heat, u.d.). I energideklarationen får energin från solfångare tillgodoräknas vilket gör fastigheten mer energieffektiv och höjer dess energibetyg (Boverket, 2009).

Bränsletillförsel och driftkostnad

Förutom den lilla mängd el som behövs till cirkulationspumpen är resten av bränsletillförseln i form av solenergi outtömlig och gratis(Solklart, u.d.). Det medför att ett solvärmesystem sänker driftkostnaderna (S-Solar, 2010).

Kostnadstrygghet

Genom att solvärmens ersätter en stor del av en annan energikälla har fastighetsägaren större kontroll över energikostnaden framöver och behöver inte drabbas lika hårt av höjda energipriser (Västra Götalandsregionen, u.d.).

Arkitektoniska

När man ska installera ett solvärmesystem är den estetiska aspekten viktig. Ett tilltalande utseende kan följaktligen ge byggnaden ett större arkitektoniskt värde. Det kan vara aningen genom att solfångaren integreras i byggnaden eller genom utanpåliggande montage. Vid integrering kan de både ersätta annat byggnadsmaterial och fungera som solavskärmare. Dessutom ger det ett mer nedtonat intryck än vid utanpåliggande montage (S-Solar, 2010). Designen utvecklas ständigt och nuförtiden kan man även

välja andra färger som vitt till solfångaren (Bengtsson, 2010). Som en följd av detta blir valmöjligheterna större vad gäller utformningen av solvärmesystemet.

Förlängd livslängd på andra värmesystem

När solvärmesystem kombineras med värmesystem såsom värmepump och flis- eller oljepannor kan deras livslängd förlängas på grund av att drifttiden under året förkortas. Dessutom kan drifekonomin förbättras eftersom solvärmesystemet till stor del ersätter pannan under sommaren när värmebehovet är som lägst och därmed pannans verkningsgrad är låg (S-Solar, 2010).

Skapar lokala jobb

Genom att satsa på solenergi inom landet kan lokala jobb skapas samtidigt som importen av bränsle kan begränsas (ESTTP, 2007). Den inhemska industrin som växer fram kan istället leda till ökad export av både utrustning och kunskap (Kjellsson, 2004). För tillfället jobbar 28 000 personer fulltid med solvärme i Europa och den siffran förväntas stiga (ESTTP, 2007).

Allmänhetens uppfattning av bostäder med solvärmesystem

Ett solvärmesystem på en byggnad tyder på ett miljöengagemang och det blir allt viktigare i samhället. Speciellt för fastighetsbolag är det vitalt att ha en stark miljöprofil då allt fler hyresgäster kräver det. Företag som vill profilera sig som miljövänliga hyr knappast kontor av en hyresvärd som helt saknar miljöengagemang. Inte bara blir företagets image mer trovärdig när de hyr kontor i en byggnad med solvärmesystem, de kan även inkludera de positiva effekterna av miljövänlig energi i sin miljörapport (S-Solar, 2010).

3.2 Problem med solvärmesystem

Liksom många andra energikällor har även utnyttjandet av solenergi vissa begränsningar. Vissa begränsningar, som att solinstrålningen på dessa breddgrader varierar under året är svårt att åtgärda. Däremot finns andra faktorer som hög investeringskostnad och brist på kunniga installatörer som solvärmebranschen behöver jobba med.

Produktion följer inte behov

När värmebehovet är som lägst är också solinstrålningen som störst och vice versa på våra nordliga breddgrader. Värmeproduktionen från solfångaren följer således inte värmebehovet. Det innebär att en överdimensionerad solfångararea inte betyder en nämnbart större värmeproduktion under vintern (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Istället är det risk för överproduktion under sommaren med termisk påfrestning som följd, samtidigt som investeringen blir mindre kostnadseffektiv. Därför är det vanligt att dimensionera solvärmesystemet främst efter värmebehovet under sommaren (Andrén, 2011). Med långtidslagring ändras dock förutsättningarna eftersom värmeöverskottet under sommaren kan lagras till vintern (ESTTP, 2007). Ett annat alternativ är att luta solfångaren mer och därigenom uppnå en större täckningsgrad under vintern. På det sättet kan solfångararean ökas utan att risken för överhettning under sommaren blir större. Slutligen finns även möjligheten att välja en solfångare som är bättre anpassad för årstidsvariationer (lastanpassad), däribland MaReCo. Genom reflektorer kan den optiska verkningsgraden vara hög under vintern medan den är lägre under sommaren och därmed minskar risken för stagnation (Nordlander & Rönnelid, 2004).

Krävs en ytterligare värmekälla

På grund av årstidsvariationerna som begränsar solvärmeanläggningens värmeproduktion krävs en ytterligare värmekälla för att fullständigt täcka värmebehovet under året om inte långtidslagring används (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010).

Initial kostnad

Investeringskostnaden är relativt hög för en solvärmeanläggning vilket kan avskräcka folk från att investera. Å andra sidan är investeringen långsiktig vilket mycket väl kan göra den lönsam om systemet fungerar tillfredsställande och beroende på vilken värmekälla den till viss del ersätter (Bärtås,

2010). Tidigare fanns det bidrag att söka men sedan början på år 2012 blev det borttaget (Svensk Solenergi, u.d.).

Intermittent energikälla

Som en följd av att solen inte lyser under natten produceras inte heller någon värme från solfångarna. Även vädret påverkar, en molnig himmel begränsar den direkta solinstrålningen och därmed minskar värmeproduktionen (Andrén, 2011). På våra breddgrader har dessutom årstider stor inverkan, under sommaren är solinstrålningen som störst medan de mörkaste månaderna under vintern ger ett mycket litet värmeutbyte (Kjellsson, 2004).

Brist på kunniga installatörer

För att solvärmesystemet ska prestera så bra och så länge som möjligt är det viktigt att installatörerna utför ett bra arbete. Dessvärre är det inte alltid som kunskapen kring solvärmeteknik finns hos konsulter och installatörer vilket kan resultera i en dyr och dålig investering (Perers, 2012A).

3.3 Komponenter i ett solvärmesystem

Nedan presenteras de viktigaste komponenterna i ett solvärmesystem. En av de viktigaste parametrarna är att de ska tåla det värmemedium som används i solvärmekretsen samt de aktuella temperaturerna (Bygghälsöversynsgruppen, 2000).

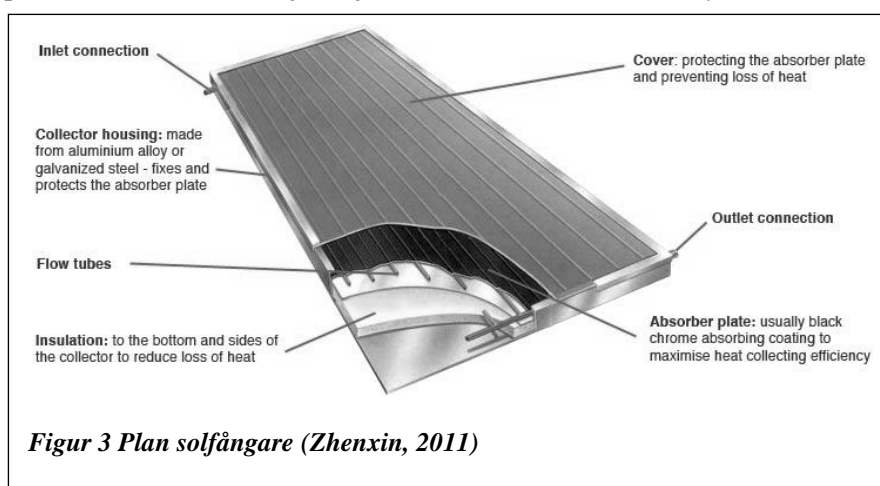
3.3.1 Solfångare

Det finns flera varianter av solfångare att välja mellan på marknaden. De vanligaste beskrivs i texten nedan.

3.3.1.1 Plana solfångare

Plana solfångare är den vanligaste typen av solfångare i Sverige (Energimyndigheten, 2011). Utseendemässigt liknar den en låda och materialen som används kan variera men principen är densamma, se Figur 3. Toppskiktet består av ett antireflexbehandlat glas för att så lite som möjligt av instrålningen ska reflekteras, samtidigt som värmeförlusten begränsas. Därefter kommer absorberarytan, ofta i form av en selektiv yta som har förmågan att absorbera mycket synligt ljus samtidigt som den är dålig på att emittera infrarött ljus (Kjellsson, 2011). På absorberarytan är rör fastsatta där ett medium cirkulerar som tar upp den absorberande värmen.

Nästa lager är en damm- och diffusionsspärr innan isolering läggs på undertill för att förhindra värmeförluster. I botten placeras slutligen en baksidesplåt och en ram runt om solfångaren som håller ihop samtliga delar (Andrén, 2011).



3.3.1.2 Vakuumsolfångare

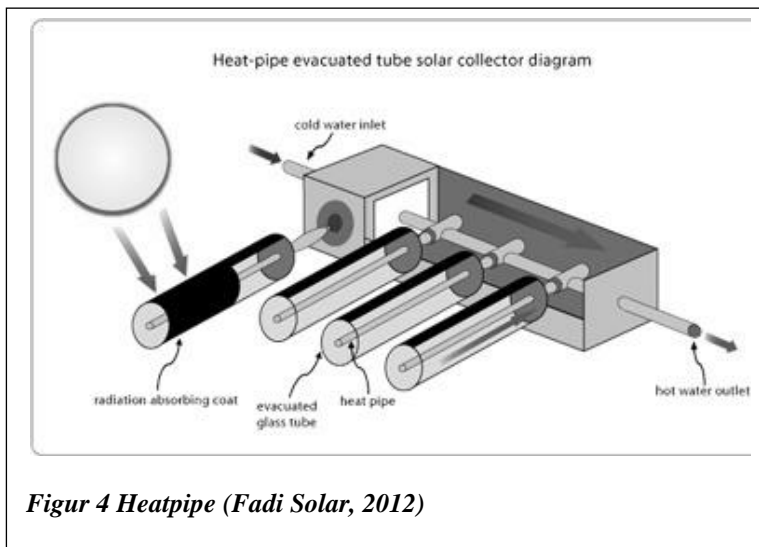
Trots att plana solfångare fortfarande dominerar i Sverige har försäljningen av vakuumsolfångare ökat allt mer. Vakuumsolfångare kan delas in i heatpipe och u-rörsväriant beroende på dess uppbyggnad. Båda har dock gemensamt att absorbatoren är placerad i glasrör och omgiven av vakuum för att minimera värmeförluster (Svensk Solenergi, 2007). Det finns både enkelväggiga och dubbelväggiga glasrör. Fördelen med att använda dubbelglas är att vakuudet bättre bevaras samt att solinstrålning från sidan kan utnyttjas bättre då absorbatoren är rund (360°) istället för platt (Energiportalen, u.d.).

3.3.1.2.1 Heatpipe

Heatpipevarianten bygger på en torr värmeöverföring (se Figur 4). Inuti glasrören finns kopparrör som innehåller en vätska med låg förångningstemperatur, exempelvis alkohol eller acetone. Vatten är ett annat alternativ som har blivit

vanligare. För att undvika frostsprängning i detta fall är det viktigt att solfångaren är anpassad till nordligt klimat.

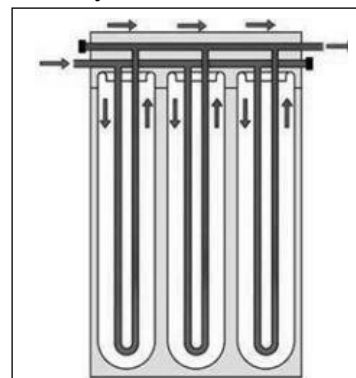
När kopparrören värms upp, förångas vätskan och stiger till toppen av kopparrören som kallas bulben. Där överförs värmen till solvärmekretsens medium (oftast glykolblandat vatten) och ångan i kopparrören kondenseras och rinner tillbaka till botten av röret igen varvid processen upprepas. För att cirkulationen ska fungera inuti kopparrören krävs dock att heatpipen lutar minst 15° från horisontalplanet (Andrén, 2011).



Figur 4 Heatpipe (Fadi Solar, 2012)

3.3.1.2.2 U-rörsväriant

U-rörsvärianten kategoriseras som värmeföring. Precis som namnet antyder färdas mediet i solvärmekretsen som ett u (se Figur 5). Till skillnad från heatpipe sker ingen värmeöverföring mellan olika medium utan värmen från absorbatoren överförs direkt till solvärmekretsens medium, därav namnet värmeföring. Det finns flera varianter av u-rörsväriant (Andrén, 2011). En nackdel med u-rör i jämförelse med heatpipe är att det är svårare att byta ut ett trasigt vakuumsolfångare (Sol och Energiteknik SE AB, 2007).



Figur 5 U-rörsväriant (Electrotec Energy Solfångare solvärme, 2012)

3.3.1.3 Koncentrerande solfångare

Koncentrerande solfångare använder sig av paraboliska speglar eller linser för att koncentrera solljuset. På det sättet kan absorbatorns area minskas vilket leder till lägre kostnad och värmeförluster (Rönnelid, 1991). Det ger även en möjlighet att producera elektricitet och värme samtidigt (hybrid) (Lumicum Laboratoriet, u.d.). Det finns flera varianter av koncentrerande solfångare som exempelvis Fresnelreflektorer, paraboliska trågar och diskar (Roos, 2008). Vissa har ett solföljande system för att optimera solinstrålningen medan andra är stationära. Beroende på konstruktionen ger de upphov till värme inom olika temperaturnivåer och därmed varierar användningsområdena. Förutom interna reflektorer i solfångarna är det även möjligt att installera externa reflektorer för att öka instrålningen (utan att minska absorbatoren). Nackdelen med detta är att de externa reflektorerna saknar skydd från yttre påfrestningar som exempelvis vind och snö vilket man måste ta hänsyn till vid montering (Rönnelid, 1991).

Utifrån de olika typerna av koncentrerande solfångare har fokus lagts på MaReCo, en koncentrerande solfångare som är särskilt anpassad för nordliga breddgrader (se Figur 6). Den har utvecklats av Vattenfall Utveckling AB, Arnes Plåt och Finsun Energy AB (Helgesson, et al., 2003). Den använder sig av en parabolisk reflektor för att koncentrera solljuset till absorbatoren. MaReCosolfångaren är framförallt avsedd för större fastigheter som flerbostadshus (Andrén, 2011).

Företaget Solarus tillverkar och säljer vidareutvecklade MaReCo solfångare och hybrider (kombination av solfångare och solceller) i Sverige. Deras produkter ska klara av vilken lutning som helst men den optimala är mellan 25-35°. För att erhålla en högre energiproduktion är det möjligt att få MaReCo att följa solens förflyttning under dagen. På grund av den högre kostnaden det medför är det ofta bara hybriden som har det systemet (Edoff, 2012). Tidigare var Absolicon ett annat intressant företag med solfångare och hybrider som framförallt är solföljande (Lindahl, 2011). Trots att de levererat flera solenergianläggningar och var i framkant på utvecklingssidan gick de i konkurs (Absolicon Solar Concentrator AB, 2013).



Figur 6 Solarus MaReCo solfångare (Solarus, 2013)

3.3.2 Ackumulatortank

En ackumulatortank används för att lagra den värme som solfångaren har absorberat. Den ska vara anpassad för att kunna lagra energibehovet för en eller flera dagar. Värmen kan antingen användas till att producera tappvarmvatten eller än vanligare, till ett så kallat kombisystem som förutom tappvarmvatten även använder värmen till uppvärmning. För att täcka årsbehovet av värme krävs ytterligare en värmekälla. Det är inte alltid en ackumulatortank behövs i ett solvärmesystem, är behovet alltid större än produktionen krävs ingen lagring. Det kan vara fallet för stora flerbostadshus, vid bassänguppvärmning och i vissa fall när solvärme kopplas ihop med fjärrvärme (Andrén, 2011).

Förutom korttidslagring finns det även säsongslagring vilket innebär att värmen ofta lagras under marken till vintern när behovet är större. På grund av den höga investeringskostnaden (Isaksson & Landfors, 2004) samt att fastighetens värmeproduktion inte bedöms bli tillräckligt storskalig är inte säsongslagring aktuellt i detta fall, därför görs ingen närmare beskrivning av systemet.

Akkumulatortankens storlek beror på solfångarearean samt vilken befintlig värmekälla som solvärmes kombinerar med (Rönnelid, et al., 2004). Det är viktigt att dimensioneringen blir rätt för att optimera solfångarens verkningsgrad. En allt för liten lagringstank i förhållande till solfångarearean ger en hög arbetstemperatur och därmed ökade värmeförluster i solfångaren. Är tanken istället för stor behöver inte solfångaren påverkas negativt men däremot tar det längre tid att värma upp tankens innehåll till konsumtionstemperatur samtidigt som tankens värmeförluster ökar förutsatt att isoleringstjockleken är densamma (Andrén, 2011). Temperaturskiktning i tanken är en annan viktig förutsättning för ett effektivt solvärmeutbyte. Genom att det kalla vattnet hamnar i botten av tanken blir solfångarens inloppstemperatur lägre och därmed minskar dess värmeförluster i jämförelse med om tanken hade varit blandad. Det varma vattnet hamnar genom skiktningen i toppen och den högre temperaturen leder till minskat behov av tillsatsvärme. Det finns olika varianter i kombisystem när tappkallvattnet ska värmas upp av ackumulatortanken, antingen kan kallvattnet förvärmas i en intern värmeväxlare vid botten (för bäst resultat på samma höjd som solvärmeslingan, förutsatt att det inte är ett dränerande system) innan den slutliga uppvärmningen i en intern värmeväxlare i tankens topp, eller kan det ske i en förrådsberedare inuti tanken. Fördelen med förrådsberedare är att solfångarens inloppstemperatur kan sänkas men samtidigt kan skiktningen försämrats vilket är en stor nackdel (Rönnelid, et al., 2004). Ett annat alternativ som är vanligare i större solvärmesystem är att använda en tappvattenautomat. Den består bland annat av en yttre plattvärmväxlare som förstärker

temperaturskiktningen och därmed förbättrar täckningsgraden(Andrén, 2011). För det behövs en extra cirkulationspump men den extra elenergin som krävs är fortfarande mindre än energibesparingen. På grund av tappvarmvattnets användningsområde är det viktigt att hålla rätt temperatur för att undvika bakterier som legionella. Temperaturer över 55°C skyndar på elimineringen av bakterien avsevärt. Man ska därför inte bli frestad att sänka varmvattentemperaturen för lågt för att spara energi. Den svenska byggnormen rekommenderar att varmvattenberedaren håller en temperatur på 60°C medan själva tappstället ska uppnå en temperatur på 50°C. Vattnet som finns inuti tanken används direkt (utan värmväxlare) till uppvärmning av fastigheten. Radiatorreturen ska alltid placeras ovanför värmväxlaren som förvärmer tappkallvattnet men under tillsattsvärmens inkoppling. Vill man optimera utbytet för vintern kopplas returledningen högre upp än om det istället gäller höst och vår. Radiatorns framledning placeras i toppen av tanken via en shuntventil. För att förbättra skiktningen kan ett skiktfördelningsrör användas för radiatorreturen. Det innebär att returvattnet fördelar sig i höjddled efter motsvarande temperatur som tanken håller. Ett ytterligare alternativ är att istället för tvåvägs shuntventilen använda en fyrvägs shuntventil (bivalent shunt) som blandar vattnet från toppen, mitten och returledningen till radiatorns framledning (Rönnelid, et al., 2004).

3.3.3 Cirkulationspump

Cirkulationspumpen används för att transportera värmemediet i solvärmekretsen mellan solfångaren och värmelagret. Den styrs via en reglercentral och startar så fort temperaturen i solfångaren är högre än temperaturen i värmelagret (om ett sådant finns, annars andra krav) (Andrén, 2011). Pumpen dimensioneras efter tryckfallet i solkretsen (eller lyfthöjden för dränerande system) samt önskat flöde (Andrén, et al., 2012). Cirkulationspumpen kräver inte särskilt mycket energi under året och det görs ständigt energisnåla varianter vilket är särskilt intressant i större solvärmesystem. Det är viktigt att välja en pump som klarar det värmemedium som används i solvärmeanläggningen samt de regelbundna starterna och stoppen. Om man vill undvika oangenäma ljud ifrån pumpen som sedan förstärks i rörledningen ska man tänka på hur pumpen fästs och dra rörledningar där ljudet inte stör eller förstärks (Andrén, 2011). På marknaden finns både pumpar med konstant varvtal som därmed ger konstant flöde eller varvtalsreglerade pumpar som styrs av en multifunktionell reglercentral. Fördelen med varvtalsreglerad pump är att genom att variera flödet kan temperaturhöjningen i kretsen styras och solvärmeproduktionen optimeras (Andrén, et al., 2012).

3.3.4 Expansionskärl

När temperaturen i värmemediet stiger får det till följd att mediet expanderar. Ett expansionskärl behövs i solvärmesystemet för att ta upp den volymökning som sker. För att kunna dimensionera expansionskärlet behöver man därför veta värmemediets volym och vilka temperaturer som är aktuella i systemet. Liksom med cirkulationspumpen måste även expansionskärlet anpassas efter vilket värmemedium som används. I förbindelse med expansionskärlet ska det även finnas en manometer, säkerhetsventil och en spilledning till ett uppsamlingskärl ifall trycket blir allt för högt i systemet på grund av stagnation.

Det är inte ovanligt att trycksätta solvärmesystem med glykolblandat vatten för att höja koktemperaturen och det är då viktigt att alla komponenter i systemet klarar av detta(Andrén, 2011). Ett annat alternativ som kan vara att föredra är att överdimensionera expansionskärlet och på det sättet tillåta partiell förångning. Vid partiell förångning bildas ånga (vatten) i den övre delen av solfångaren vid stagnationstemperatur. Stagnationstemperatur är solfångarens maxtemperatur då värmeförlusterna är lika stora som inkommande solvärme. Ångan som tar plats kommer trycka ut vätskan (glykolen) till expansionskärlet. När sedan solfångaren svalnar kondenserar ångan vilket skapar ett undertryck som suger tillbaka vätskan från expansionskärlet(Rönnelid, et al., 2004). Förutom det överdimensionerade expansionskärlet behöver rören vara uppsatta i fallande längder eller som ett upp o nervänt u. Värmebäraren ska dessutom klara av att förångas(Andrén, 2011). Några av fördelarna med detta system är att glykolens livslängd förlängs och att ingen glykol går förlorad vid kokning(Trebema, 2009).

3.3.5 Reglerventil

Reglerventilen har till uppgift att reglera flödet i solvärmekretsen. Vilket flöde som är optimalt beror på vilken temperaturökning man vill uppnå i systemet, följer leverantörens anvisningar (Andrén, 2011).

3.3.6 Backventil

Backventilen ser till att mediet bara rör sig i en riktning. Det är viktigt för att förhindra självциirkulation då värmen i tanken stiger uppåt och kylan i solfångare sjunker ner (värmeförlust) (Northern nature energy, 2013).

3.3.7 Påfyllning och avtappning

Då och då behöver värmebäraren i solvärmekretsen fyllas på eller bytas. Om man vid kontroll märker att glykolblandningen antagit en mörk färg är det dags att bytas ut (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Vid påfyllning används ofta ett påfyllningskärl och en påfyllningspump i anslutning till påfyllningsventilen (ExoTech, 2005). I samband med påfyllningen kan mycket luft komma in vilket försämrar energiutbytet, därför är det bra att använda avluftare som för bort luften. Det är viktigt att hela proceduren sker när solfångaren inte utsätts för solljus. Efter påfyllningen kan det vara bra att kontrollera så inget läckage har uppstått (Ikaros solvärme, 2010).

3.3.8 Smutsfilter

För att undvika smuts i systemet som kan skada komponenter som pumpar och värmeväxlare installeras ett smutsfilter i solvärmekretsen. På var sida om filtret bör avstängningsventiler sitta för att enklare ta bort och rengöra filtret. Efter rengöring behöver systemet avluftas och trycksättas igen. Instruktioner på hur allt detta går till och hur ofta ska finnas i driftmanualer (Andrén, 2011).

3.3.9 Reglercentral

Reglercentralens funktion är att starta eller stoppa cirkulationspumpen beroende på den aktuella temperaturen. Antingen sker starten när temperaturen i toppen av solfångaren överstiger den i värmelagret (om en sådan finns), i höjd med solfångarkretsens värmeväxlare (differenstermostat), eller kan pumpen startas genom en förinställd temperatur. Det senare alternativet är vanligast i större solvärmeanläggningar. Ofta finns även ett överhettningsskydd som bryter solvärmekretsens cirkulation när värmelagret uppnått en viss temperatur (Andrén, 2011).

Det har blivit allt vanligare med multifunktionella reglercentraler som inte bara kan starta och stoppa pumpen utan även varvtalsreglera den för att optimera solvärmeproduktionen och dessutom dokumentera driftstatistik såsom värmeproduktion från solfångarna (Andrén, et al., 2012).

För att systemet ska fungera tillfredsställande är det viktigt att temperaturgivarna är välisolerade samt rätt placerade. Montering av givare i dyrör är att föredra. I större anläggningar finns ofta ett larmsystem som larmar när problem med driften uppstår (Andrén, 2011). I solvärmeanläggningar primärinkopplade till fjärrvärmenätet sker oftast en interncirkulering av solvärmemediet någon grad innan börvärdet är nått och pumpen på fjärrvärmesidan startar varvid värmen levereras till returledningen (Nilsson, 2007).

3.3.10 Rörledningar

Rörledningar behövs för att transportera värmebäraren mellan solfångaren och värmelagret men även för vidare transport av den absorberade värmen till dess olika ändamål. Dimensioneringen av rören i solvärmekretsen beror på storleken på solvärmeanläggningen samt vilken värmebärare som används. Det innebär bland annat att tryckfall genom värmeväxlare och solfångare, effekt och storlek på pumpen samt önskat flöde i solfångarkretsen spelar roll på rörens diameter. Det är leverantörens ansvar att tillhandahålla denna information till installatören. På grund av de höga temperaturerna som kan uppstå bör man undvika att använda PEX rör om inte de är särskilt anpassade för de maximala temperaturerna och trycket. Annars är kopparrör och mjuka tunnväggiga stålrör bra alternativ. För att minimera värmeförlusterna är det viktigt att rören är ordentligt isolerade. Liksom med rören måste isoleringen kunna tåla de höga temperaturer den utsätts för (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Något som har blivit allt vanligare är lågflödessystem som innebär att flödet är lägre och temperaturstegringen över solfångaren är högre än konventionella system. Avsikten är att minska pumpens effekt och rördiameter och på så sätt minska kostnaden för investeringen. Skiktningen i lagertanken kan också förbättras av lågflödessystemet (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). I Tabell 2 skildras hur dimensionerna för kopparrör kan skilja sig mellan lågflödessystem och högflödessystem.

Tabell 2 Exempel på hur lågflöde- och högflödessystem kan skilja sig åt. Tryckfallen är beräknade för 40 % propylenglykol vid 40°C (Andrén, et al., 2012).

Lågflödessystem - 0,25 l/(minut·m²)							
Solfångarnas aperturarea	4,4	6,6	8,8	11	13,2	22	m ²
Rördimension	Cu 12	Cu 12	Cu 12/Cu 15 ¹⁾	Cu 15	Cu 15	Cu 18	
Tryckfall	160	320	530/155 ¹⁾	225	310	285	Pa/m
Flödes hastighet	0,23	0,35	0,47/0,28 ¹⁾	0,35	0,41	0,46	m/s

Högflödessystem - 0,5 l/(minut·m²)							
Solfångarnas aperturarea	4,4	6,6	8,8	11	13,2	22	m ²
Rördimension	Cu 12	Cu 15	Cu 15/Cu 18 ¹⁾	Cu 18	Cu 18	Cu 22	
Tryckfall	530	310	515/195 ¹⁾	285	390	330	Pa/m
Flödes hastighet	0,47	0,41	0,55/0,36 ¹⁾	0,46	0,55	0,58	m/s

1) Båda rördimensionerna är möjliga och därmed både höga och låga tryckfall och flödes hastigheter

3.3.11 Värmeväxlare

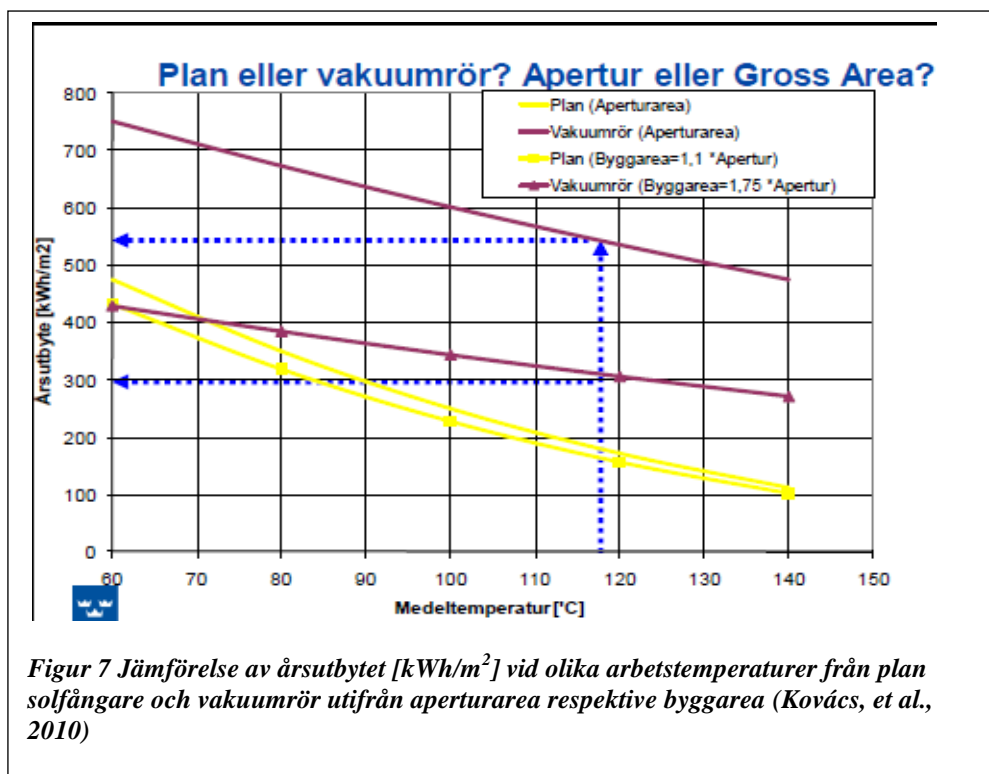
Med undantag i vissa dräneringssystem används värmeväxlare för att överföra värmen från solfångaren till värmelagret. Beroende på solvärmesystemets uppbyggnad finns olika värmeväxlare att välja mellan. I mindre och medelstora anläggningar används ofta rörbatterier (kamflänsrör) inbyggda i ackumulatortanken medan en extern plattvärmeväxlare är mer intressant i större anläggningar.

På grund av plattvärmeväxlarens placering får man två kretsar (solvärmekretsen och värmelagerkretsen) och därmed krävs två cirkulationspumpar. För varje kvadratmeter solfångare krävs i allmänhet 0,05-0,10 m² värmeöverföringsarea (plattvärmeväxlare). Dimensionering beror såklart även på vilket medium som används, ackumulatortankens volym, önskade arbetstemperaturer, flöden och tryckfall (Andrén, 2011).

3.4 Jämförelse mellan solfångartyper

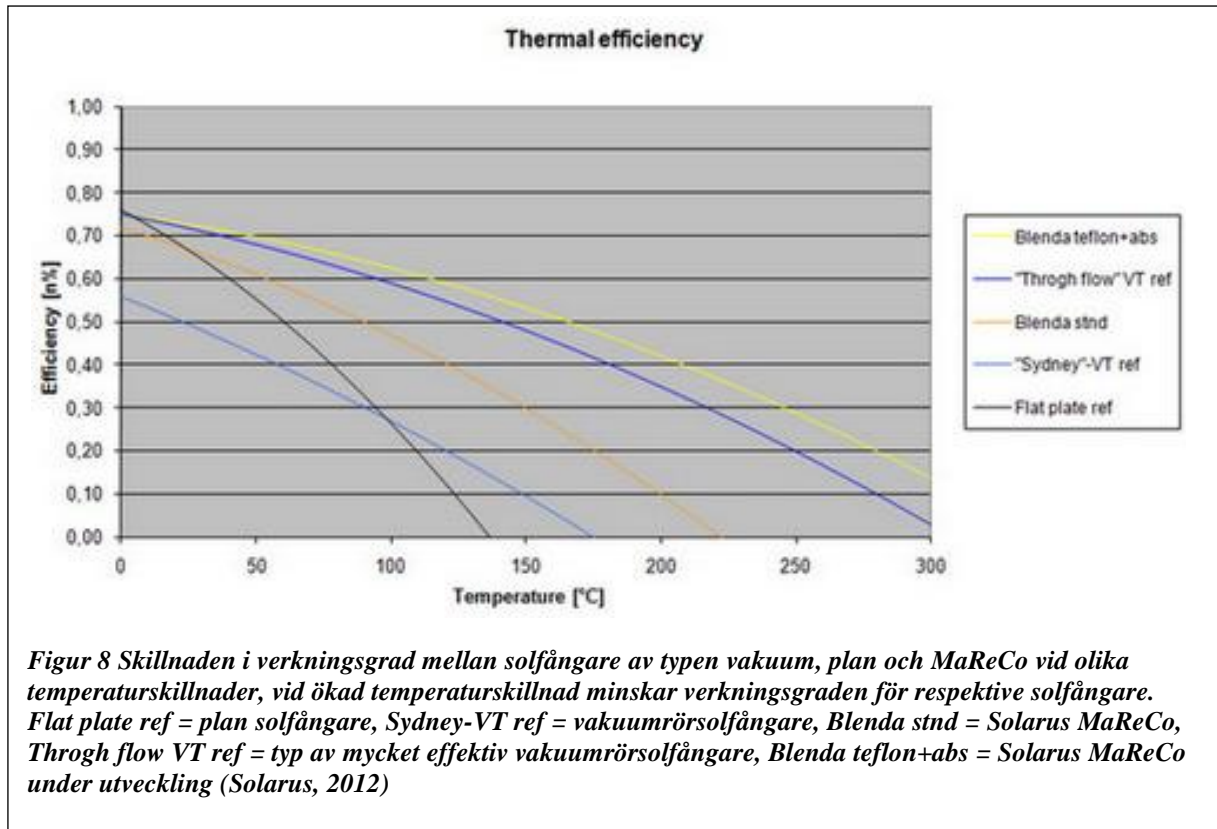
Plana solfångare, vakuumsolfångare och MaReCo kan vara olika lämpade beroende på förutsättningarna. Förutom solfångarna är resten av systemen uppbyggda på liknande sätt, den största skillnaden är att MaReCo använder ett lägre flöde (Edoff, 2012).

Vid jämförelse mellan solfångare är det viktigt att det framkommer om utbytet är angett per aperturarea eller byggarean. Aperturarea är för en plan solfångare den genomskinliga arean och för vakuumsolfångaren (utan reflektorer) arean som rören upptar (det vill säga mellanrummen mellan rören är ej inräknade). För vakuumsolfångare med reflektor är aperturarean baserad på reflektorns area. Byggarean däremot är den arean som solfångaren upptar på taket, för vakuumsolfångaren innebär det att mellanrummen mellan rören inkluderas. Vid jämförelse mellan solfångare både vad gäller utbyte och pris bör byggarean användas då det trots allt är arean som hela solfångaren upptar som är intressantast. Används aperturarea blir inte jämförelsen helt rättvis eftersom vakuumsolfångaren har en liten aperturarea vilket gör att den framstår som betydligt effektivare än en plan solfångare per m² aperturarea. Detsamma gäller vakuumsolfångare med reflektor som trots ett högre utbyte än utan reflektor inte framstår som så effektiva eftersom dess aperturarea är mycket större (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, u.d.). Figur 7 är ett bra exempel på detta där det tydligt framgår att skillnaden mellan årsutbytet från plan solfångare och vakuumsolfångare är betydligt mindre när de jämförs utifrån byggarean istället för aperturarea. Oavsett solfångare minskar utbytet med ökad medeltemperatur, vakuumsolfångare är emellertid mindre känsliga för temperaturökningen.



Det årliga energiutbytet från MaReCo har i olika tester visat sig vara ungefär 80 % av en plan solfångares energiutbyte (Zinko, et al., 2002). Solarus MaReCo (CPC-T-1500W) är certifierad enligt Solar Keymark (för förklaring se avsnitt 3.5). Även utan isolering har MaReCo låga värmeförluster på grund av den relativt lilla absorberytan som blir varm (Zinko, et al., 2002). Däremot är de optiska förlusterna i reflektorerna förhållandevis stora (Helgesson, 2004).

I Figur 8 är det tydligt att oavsett solfångare minskar verkningsgraden med ökad temperaturskillnad mellan temperatur i solfångare och utomhustemperatur. Verkningsgraden är bäst för plan solfångare (flat plate ref) då skillnaden mellan utomhustemperaturen och temperaturen i solfångaren är liten, men när temperaturskillnaden ökar blir vakuumsolfångaren (Through Flow VT ref och Sydney VT ref) effektivare. Detta innebär att vakuumsolfångare kan vara lämpliga i system som kräver hög arbetstemperatur (Kovács & Pettersson, 2009). Då dessa dessutom lättare kommer upp i hög temperatur kan vakuumrörsolfångaren ha större problem med överhettning än plana solfångare. På grund av detta är det bättre att ackumulatortanken är överdimensionerad snarare än underdimensionerad då vakuumsolfångare används (Williams, 2011). Solarus MaReCo (Blenda stnd) har högre verkningsgrad än både en traditionell plan solfångare och Sydney VT ref vakuumrör redan efter en temperaturskillnad på ungefär 30°C vilket gör den än mer lämpad till att arbeta med höga temperaturer. Höga arbetstemperaturer kan till exempel behövas vid solkylning och fjärrvärmeproduktion. Däremot är den bästa typen av vakuumrörsolfångare som refereras som "Through flow VT" överlägsen MaReCo. En nyare variant av Solarus solfångare (Blenda teflon+ abs) som är under utveckling förväntas enligt företaget få en än högre verkningsgrad (Solarus, 2012).



Enligt Solarus är deras MaReCo solfångare och hybrid konkurrenskraftiga på marknaden (Edoff, 2012). Även om prestandan är något lägre än andra solfångare kan den ändå vara kostnadseffektiv på grund av det låga inköpspriset. Det i sin tur beror på att komponenter såsom absorbatoren och andra material kan begränsas (Helgesson, et al., 2005). Installationskostnaden är ungefär samma som för andra sorters solfångare (Edoff, 2012). Längre har vakuumsolfångare varit betydligt dyrare än plana solfångare men sedan ökad import från Kina är skillnaden inte så stor längre (Andrén, 2011).

Under vintern när mycket snö faller kan det vara en nackdel att vakuumsolfångare har så låg värmeförlust eftersom snön inte smälter utan ligger kvar ovanpå solfångaren och hindrar solinstrålningen. Därför är det en stor fördel att i trakter med stora snömängder ha en större lutning från horisontalplanet när man monterar vakuumsolfångare, upp till 65-70° (Andrén, 2011). Dessutom kräver vakuumsolfångare med heatpipe en lutning på minst 15° från horisontalplanet för att cirkulationen innanför heatpipen ska fungera. MaReCo och plana solfångare har inga speciella problem med snö (Karlsson, 2012B). Ifall platsen där solfångare ska installeras utsätts för mycket vind kan vakuumsolfångare däremot vara bättre lämpade eftersom förlusterna blir mindre än för plana solfångare (Kovács & Pettersson, 2009).

För störst utbyte ska en solfångare vara riktad mot söder. Då möjlighet till detta saknas kan det vara en fördel att använda en vakuumsolfångare med cylindrisk absorbatoren eftersom orienteringen då spelar mindre roll till skillnad från en plan solfångare (Kovács & Pettersson, 2009). Av samma anledning har en öst/väst MaReCo tillverkats som är bättre anpassad till tak som är i öst och västlig riktning (Adsten, 2002). En annan variant av MaReCo kallad vår/höst MaReCo har som fördel att den optiska axeln är lutad så att solinstrålningen koncentreras som mest under vår och höst när värmebehovet oftast är störst. På det sättet kan man installera en större solfångarearea och erhålla en större årlig täckningsgrad från solvärmen utan att riskera överhettning eftersom mindre solinstrålning koncentreras under sommaren när solen står högt (Helgesson, 2004). Ett experiment genomfördes med en MaReCo och en plan solfångare som visade att först vid en area 2,4 gånger större än den plana solfångarearea erhöll den koncentrerande solfångaren en högre årlig täckningsgrad. Detta gällde vid en lutning på 50°, en lägre lutning skulle ge större problem med överproduktion. Trots den stora arean var den koncentrerande solfångarens absorbatoren mindre än den plana solfångarens eftersom den bara antas utgöra en tredjedel av arean. Det vill alltså till att resten av materialet är tillräckligt billigt för att det

ska vara ekonomiskt lönsamt att installera den större MaReCo solfångaren (Bernardo, et al., 2010). Oavsett solfångare är det viktigt att de inte utsätts för skuggning. Är hela solfångaren skuggad produceras ingen värme alls (Andrén, 2011).

Estetiskt sett är det upp till betraktaren att bilda sig en uppfattning om vilken av solfångarna som är att föredra. Plan solfångare och MaReCo är mer flexibla än vakuumsolfångare då dessa kan integreras i takbeklädnaden vilket kan ge ett mer estetiskt intryck samtidigt som takmaterial kan sparas in (Helgesson, et al., 2005; Andrén, 2011). Nackdelen med takintegrerad solfångare är att röranslutningar och givare blir mer svåråtkomliga (Andrén, 2011). Å andra sidan skyddas rören bättre ifrån olika påfrestningar (Kovács & Pettersson, 2002). Vid montering är det viktigt att den integrerade solfångaren håller samma höjdnivå som taket för naturlig vattenavrinning (Andrén, 2011).

Vad gäller montering kräver både vakuumsolfångare och plan solfångare en kran för att lyftas upp till taket. Vakuumsolfångare kan dock delas upp i flera delar vilket kan förenkla arbetet (Kovács & Pettersson, 2002). De väger dessutom mindre vilket gör dem enklare att jobba med väl på taket. Plana solfångare är betydligt mer tåliga än vakuumsolfångare men skulle de gå i sönder är de jobbiga att reparera och måste oftast ersättas med en ny. Skulle däremot ett av vakuumsolfångarens glasrör gå i sönder är de lätta att byta ut var för sig (Kovács & Pettersson, 2002). Det finns dock en risk med att rören kan trilla ner som spjut då glassorten inte krossas i småbitar som många andra sorter (Kovács & Pettersson, 2009). Detta bör tas i beaktning när placering bestäms. MaReCo är på grund av storleken mödosam att transportera och liksom de andra solfångarna krävs en kran vid installering på tak (Helgesson, et al., 2005).

Plana solfångare har funnits längre på marknaden och på grund av att tekniken är väl beprövad samt att den oftast jobbar med lägre temperaturer är också livslängden längre än för vakuumsolfångare (Handskholmen Invent AB, u.d.). Därmed är oftast garantitiden även längre för plana solfångare (Williams, 2011). En solfångare som är välkonstruerad kan fungera upp till 30-40 år, även om vissa komponenter i solvärmesystemet behöver bytas innan dess (Andrén, 2004). Vanligtvis gäller garanti upp till 15 år (S-Solar, 2010). MaReCo solfångaren förväntas ha en livslängd likartad den plana solfångaren trots att den har funnits en kortare tid på marknaden (Karlsson, 2012A). I Tabell 3 nedan sammanfattas några av för- och nackdelarna förknippade med de olika solfångarna.

Tabell 3 För- och nackdelar med solfångare av typen plan, vakuumsolfångare och MaReCo (egen tabell)

	Plan solfångare	Vakuumsolfångare	MaReCo solfångare
Fördelar	Billig, kan integreras i byggnaden, tålig, lång livslängd, kan användas i dränerande system, väl beprövad teknik, hög optisk verkningsgrad	Låg värmeförlust, kan komma upp i hög temperatur, klarar låg utomhustemperatur och vind bra, mindre beroende av optimal orientering, kan användas i dränerande system (lättast med heatipipe), glasrören är lätta att byta	Låga materialkostnader, kan integreras i byggnaden, relativt låg värmeförlust (U-värde), kan användas i dränerande system
Nackdelar	Går den sönder måste den bytas ut helt, relativt hög värmeförlust	Dyr, problem med snö och frost vilket kräver stor lutning, fara med att glasrören kan trilla ner som spjut, kan få större problem med överhettning	Mödosam att transportera, kräver stor plats, låg optisk verkningsgrad, lägre utbyte än plan solfångare

3.5 Val av solfångarmodul

För att försäkra sig om de valda solfångarna håller hög kvalitet ska man alltid välja certifierade solfångare. Det innebär att solfångarna har testats under olika hårda förhållanden med snö, regn, vind, höga temperaturer med mera och därefter blivit godkända. De finns två olika certifieringar, antingen SP:s P-märkning eller den europeiska Solar Keymark (Energimyndigheten, 2013).

SP har en lista över certifierade solfångare där årsutbyten framgår utifrån två olika klimat. I de flesta

fall är det syntetiskt klimat för Stockholm enligt MetE.ONorm 6.0 som har använts men i vissa, äldre fall uppges årsutbytet efter uppmätt klimat för Stockholm 1986. Vid beräkning av utbytet är solfångarna vända mot söder i 45° lutning. Medeltemperaturen i solfångaren har för samtliga solfångare uppgetts till 50°C. I solfångarens datablad eller energideklaration ska även årsutbytet vid medeltemperatur av 25°C och 75°C finnas. Årsutbytena redovisas både utifrån referens- och modularea (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, 2012). Förutom att jämföra årsutbyten mellan solfångarna är det bra att undersöka solfångares datablad. Den innehåller information som avgör om solfångaren är lämplig för det ändamål den är tänkt att användas för samt vad man ska ta hänsyn till när solvärmeanläggningen utformas (för exempel se Tabell 4). Viktiga uppgifter på ett datablad är, förutom årsutbyte och modulens storlek och vikt, max driftryck, max drifttemperatur, rekommenderat flöde, dimensioner på röranslutningar och garantitid. Ibland förekommer även begreppet stagnationstemperatur. Det motsvarar den högsta temperaturen som solfångaren kan uppnå vilket inträffar när instrålad solenergi är lika med värmeförlusterna det vill säga ingen nyttig energi tillförs till solvärmsystemet. Det kan uppstå vid exempelvis pumpstopp och det är viktigt att solfångarkretsen klarar av den höga temperaturen utan skador. Dränering eller partiell förångning används ofta för att skydda systemet (för detaljer se avsnitt 3.3.4 och 3.7.1) (Andrén, et al., 2012). På vissa datablad uppges dessutom parametrarna η_0 , a_1 (eller k_0) och a_2 (eller k_1) som gör det möjligt att bestämma solfångarens verkningsgrad vid olika temperaturer och instrålning (se avsnitt 2.1.2). För en hög verkningsgrad är det önskvärt med en hög η_0 men låg a_1 och a_2 .

Tabell 4 Teknisk data för tre olika solfångare (TopSon F3, TopSon F3-Q, TopSon F3-1) (Wolf GmbH, 2010)

Teknisk specifikation

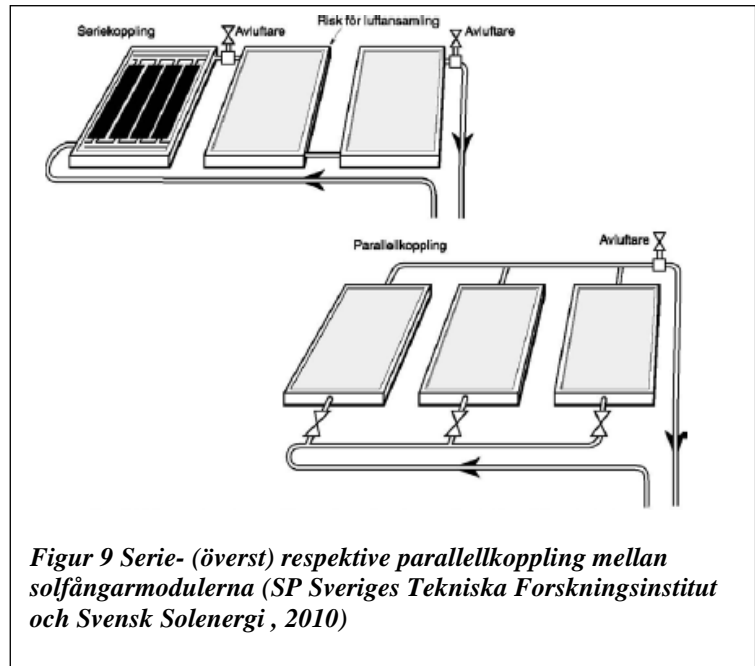
Solfångare	TopSon F3	TopSon F3-Q	TopSon F3-1
Hölje	låda av aluminium, naturfärgat, havsvattenbeständigt		
Dimensioner (L x B x H/yttermått)	2099x1099x110mm	1099x2099x110mm	2099x1099x110mm
Bruttoyta/vindyta enl. DIN 1055-4	2.3 m ²	2.3 m ²	2.3 m ²
Effektiv absorptionsyta	2.0 m ²	2.0 m ²	2.0 m ²
Vikt (tom)	40 kg	41 kg	40 kg
Volym	1.7 liter	1.9 liter	1.7 liter
Absorbator:	Koppar-koppar	Koppar-koppar	Aluminium-koppar
	Utförande: Meanderkopplad, högselektivt ytskikt		
Täckning	3,2 mm härdat säkerhetsglas, motståndskraftigt mot hagel		
Isolering	Mineralull		
Anslutningar	överfallsmutter G ¾" med plan packning		
Lutningsvinkel	15° till 90°	15° till 90°	15° till 90°
Optisk verkningsgrad *	82.1%	81.9%	80,4%
Värmeförlustkoefficient a1 *	3.312 W/(m ² K ²)	3.312 W/(m ² K ²)	3,235 W/(m ² K ²)
Värmeförlustkoefficient a2 *	0.0181 W/(m ² K ²)	0.0181 W/(m ² K ²)	0,0117 W/(m ² K ²)
Stagnationstemperatur * (tillåten drifttemp.)	198 °C	198 °C	194°C
Irradiation angle correction factor IAM _{gl} *	93%	93%	94%
Värmekapacitet C *	5.5 kJ/(m ² K)	6.3 kJ/(m ² K)	5,85 kJ/(m ² K)
Max. arbetstryck	10 bar	10 bar	10 bar
Värmebärare	ANRO färdigblandad (45 vol.%)		
Rekommenderat flöde	30 till 90 l/h x antalet solfångare		
Tryckförlust vid 50 l/h *	30 mbar	30 mbar	17 mbar
Tryckförlust vid 90 l/h *	83 mbar	83 mbar	65 mbar
Solar Keymark Registernummer	-	-	011-7S260F

* Värden enligt EN 12975

3.6 Serie- och parallellkoppling

Solfångarmoduler kan seriekopplas eller parallellkopplas till varandra (se Figur 9). Det är även möjligt att kombinera dem, exempelvis att parallellkoppla grupper av seriekopplade solfångare (Zelzouli, et al., 2012). Vilket kopplingsätt som ska användas beror på tryckfallet över solfångarna. Är tryckfallet litet är seriekoppling att föredra för att få ett enhetligt flöde genom dem. Blir det igensättning i en av modulerna vid parallellkoppling rubbas lätt flödet. I konventionella system är parallellkoppling vanligast medan lågflödessystem framförallt använder seriekoppling mellan modulerna (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Vid köp av solfångare framgår det av

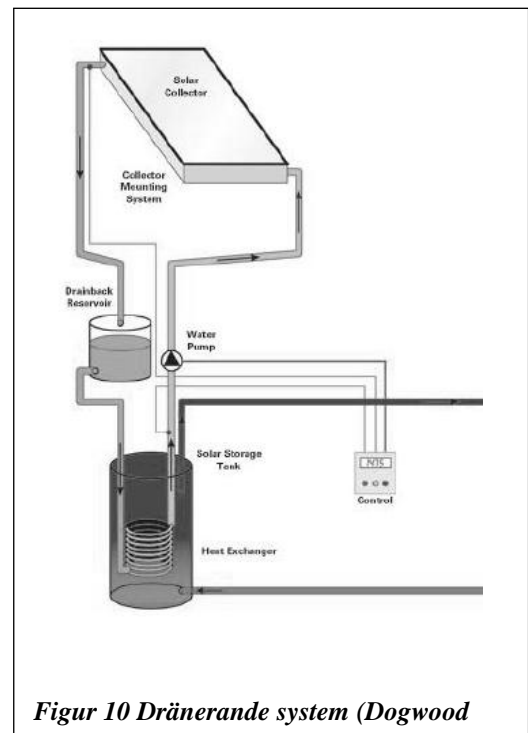
leverantören vilket kopplingsätt som är lämpligt. Antalet solfångarmoduler som kan seriekopplas i rad är oftast begränsat (Marken & Woodruff, 2012). Vid seriekoppling kommer temperaturen på värmebäraren öka för varje modul den passerar. Det innebär att sista modulen i systemet utsätts för högst arbetstemperatur och har därmed lägst verkningsgrad. Vid parallellkoppling delas flödet upp och temperaturen och därmed utbytet är i stort sett densamma från alla moduler (Marken & Woodruff, 2012). Rördragningen är i detta fall mer komplicerat och det är viktigt att arbetet utförs ordentligt för att säkerställa att flödet är lika stort i varje modul (Berkelder, 2009).



3.7 Värmebärare i solvärmesystemet

3.7.1 Dränerande solvärmesystem

Fördelen med dränerande solfångare är att vanligt vatten kan användas i solvärmesystemet. Vatten är miljövänligt, lättillgängligt och billigt samtidigt som det har bra egenskaper som värmebärare (Andrén, 2004). Dessutom kan det varma vattnet användas direkt i ackumulatortanken vilket medför att det inte nödvändigtvis krävs en värmeväxlare mellan tanken och solfångaren. Flera andra komponenter som expansionskärl och vissa ventiler kan också slopas. Slutligen är vatten i ren form skonsammare mot rörledningen vilket bidrar till en längre livslängd i jämförelse med glykolblandat vatten (Gravelly, 2012). Konceptet bygger på att när det finns risk för att vattnet ska frysa, koka eller temperaturen i värmelagret är högre än i solfångaren, stoppas cirkulationen och vattnet åker ner i ett frostskyddat dräneringskärl (se Figur 10). Då förhållandet förändras kan vattnet åter pumpas runt i systemet. Det är framförallt plana solfångare som används i ett dränerande system. Enligt Solarus ska det vara möjligt att använda deras MaReCo i ett dränerande system men det är inte vanligt (Edoff, 2012). Även vakuumsolfångare med heatpipe kan dräneras medan u-rörsvarianten är svårare (Karlsson, 2012B), dock inte omöjlig om den lutas rätt (Kjellsson, 2013). Det ställer dock vissa krav på systemet, förutom att dräneringskärllet måste placeras frostsäkert och under solfångarens lägsta punkt, måste solfångaren och rören anpassas så att vattnet tillåts hamna i dräneringskärllet. Detta fullföljs genom att rörledningen mellan solfångare och dräneringskärl är vertikalt placerade samt att anslutningsrören i övre och underkanten av solfångaren måste vara bredare, mellan 18-22 mm (Andrén, 2011). Absorbatorn i solfångaren kan vara serie eller parallellkopplad, i ett dränerande system måste den vara parallellkopplad för att solfångaren ska kunna tömmas helt. Dessutom måste den tillsammans med hela rörkretsen vara korrosionsfri (Andrén, 2011). Slutligen krävs en cirkulationspump med större kapacitet i denna typ av system (Boo, 2005).



3.7.2 Glykolsystem

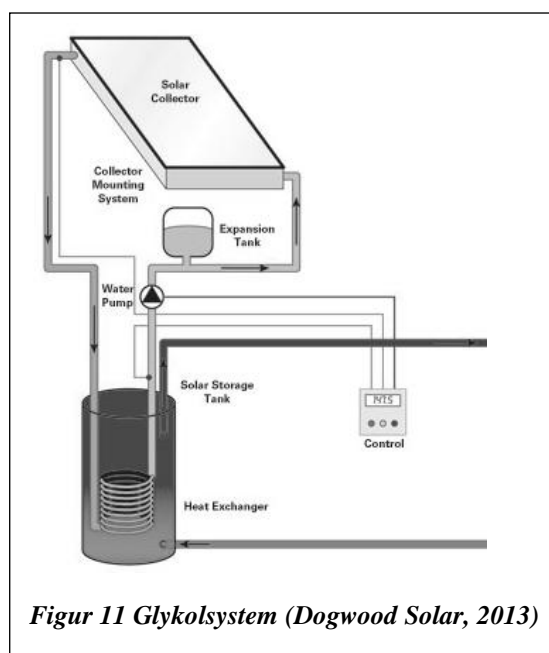
Ett alternativ till dränerande system som även är betydligt vanligare i Sverige idag är att använda glykolblandat vatten som värmebärare (se

Figur 11). Glykolen gör att fryspunkten sänks och undviker på så sätt sönderfrysning under vintern (Marken & Woodruff, 2012).

Brinelösning har också testats som värmebärare på grund av dess goda värmebärande egenskaper och att den är nedbrytbar i naturen. Det finns dock vissa problem såsom att den lätt läcker och att kunskap om dess långsiktiga egenskaper i ett solvärmesystem saknas vilket gör att det dröjer innan den eventuellt kan börja användas.

Då glykol används i solvärmekretsen finns det ett antal parametrar som man bör kontrollera med regelbundna intervall för att upprätthålla ett väl fungerande system.

- Glykolblandningens fryspunkt bör kontrolleras årligen eftersom den har visat sig kunna förändras med tiden.
- Glykolblandningens aggressivitet (pH-värde) behöver också kontrolleras var tredje till var femte år då ett lågt pH kan skada och förkorta livslängden på ledningar.
- För att höja glykolblandningens kokpunkt trycksätts solvärmesystemet. Det är viktigt att kontrollera så att alla komponenter klarar av detta tryck. Med tanke på kokrisken bör en spilledning från solkretsens säkerhetsventil till ett uppsamlingskärl installeras (Andrén, 2011).



Figur 11 Glykolsystem (Dogwood Solar, 2013)

3.8 Dimensionering av solvärme

I samband med dimensionering av ett solvärmesystem är det viktigt att först ha utfört en platsbedömning, se avsnitt 2.2. Är solvärmesystemet orienterat mot väst eller öst kan det till exempel vara en god idé att öka solfångarens area (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). När solvärmesystemet ska dimensioneras behövs även kännedom om fastighetens behov av tappvarmvatten och uppvärmning och hur det varierar under året (Andrén, 2011). Det rekommenderas att undvika överdimensionering eftersom det leder till högre kostnader och kan kräva mer underhåll (Warm-Ec Scandinavia AB, u.d.). Det är oftast värmebehovet under sommarmånaderna som avgör storleken på systemet. Då uppvärmningsbehovet är väldigt litet under den perioden är det framförallt tappvarmvattenbehovet som ska täckas (Svesol, u.d.). Det ska dock poängteras att dimensioneringen lika gärna kan begränsas av tillgänglig yta för solfångarna eller ackumulatortanken, därför är det viktigt att även ha det i åtanke (Andrén, 2011). I samband med att värmebehovet granskas är det bra att undersöka om förbättringar av isoleringen i byggnaden och värmesystem bör göras innan eventuell dimensionering (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010). Det kan även spela roll vilken kompletterande värmekälla som används. I fallet då fjärrvärme används och solvärmesystemet är direkt kopplat till fjärrvärmenätet (primäranläggning) är det önskvärt att producera så mycket värme som möjligt (mer om det i avsnitt 3.8.2). Därmed dimensioneras solvärmesystemet efter hur mycket utrymme som finns för solfångarna, oberoende av fastighetens värmebehov (Aquasol, u.d.). Beroende på hur inkopplingen med det befintliga värmesystemet sker är det viktigt att känna till systemtemperaturerna som solfångarna ska arbeta mot. En hög temperatur ger en lägre energiproduktion och vice versa (Jonsson, 2006). För att försäkra sig om de valda solfångarna håller hög kvalitet ska man alltid välja certifierade solfångare (mer om detta i avsnitt 3.5). Det är även viktigt att de övriga komponenterna håller hög kvalitet. De ska bland annat tåla temperaturer på minst 150°C (Byggforskningsrådet, 2000).

Slutligen är investeringsvilja och konkurrenskraft gentemot det befintliga värmesystemet också viktiga parametrar som kan påverka dimensioneringen av solvärmesystemet. För att bedöma konkurrenskraften är det därmed bra att känna till kostnaden för det nuvarande värmesystemet (Andrén, 2011). När solfångararean har bestämts kan ackumulatortankens (om en sådan behövs) storlek dimensioneras utefter den (Rönnelid, et al., 2004). Generellt krävs 50-75 liter värmelager/m² solfångare för varmvattensystem och 75-125 liter värmelager/m² solfångare för kombisystem (både tappvarmvatten och uppvärmning) (Andrén, 2011).

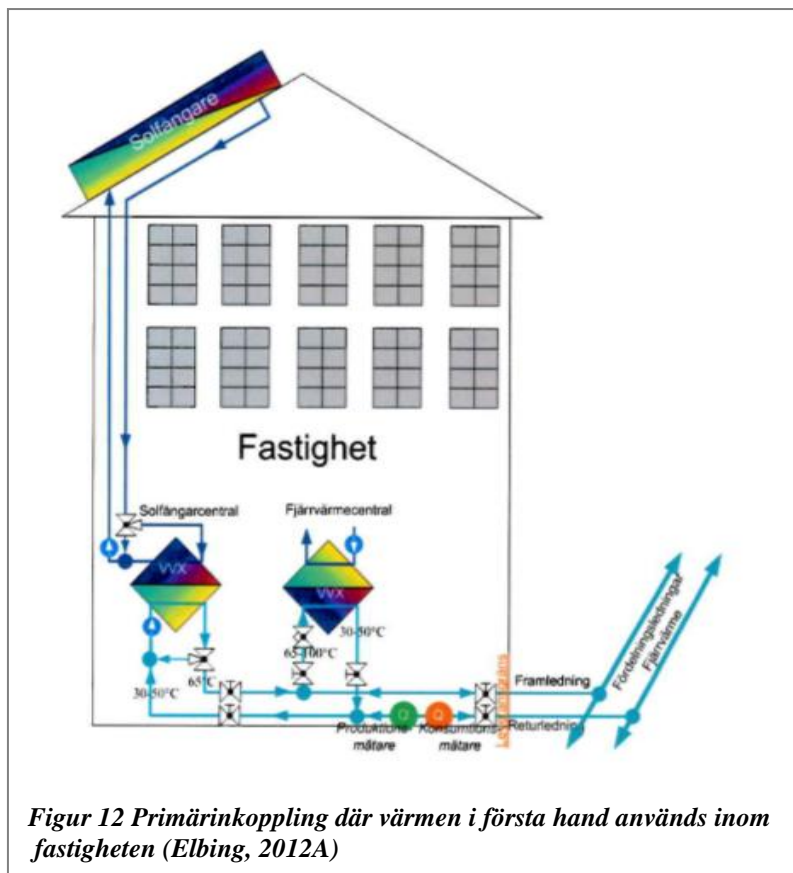
3.8.1 Inkoppling av solvärme mot fjärrvärme

Innan man beslutar sig för att ersätta en viss del av fjärrvärmen med solvärme är det viktigt att undersöka den lokala energipolitiken. Om fjärrvärmen baseras på spillvärme eller sopförbränning kan ett minskat behov på grund av solvärme leda i värsta fall till att överskottet dumpas. På liknande sätt kan ett kraftvärmeverk behöva minska sin värmeproduktion med minskad elproduktion som följd vilket kan kräva ökad import av el som riskerar att vara smutsigare producerad. I dessa fall har installationen av ett solvärmesystem en negativ effekt på miljön (S-Solar, 2010). Om det däremot visar sig vara lämpligt är nästa steg att undersöka vilka olika möjligheter det finns när fjärrvärme ska anslutas till solvärme (decentraliserat solvärmesystem). För närvarande finns det tre olika inkopplingsalternativ som beskrivs nedan. Förutom att välja det mest passande systemet för fastigheten är det även viktigt att föra en dialog med fjärrvärmeproducenten innan slutgiltigt beslut tas. De har ofta ett speciellt avtal gällande kombinationen fjärrvärme och solvärme (Svensk Solenergi, 2013).

3.8.2 Primäranläggning

En primäranläggning kräver inget värmelager. Det innebär att behovet av utrymme och kostnad för systemet är mindre än för de andra alternativen (Armatec, u.d.).

Den vanligaste kopplingsprincipen är retur/fram vilket innebär att en del av returvattnet från fjärrvärmenätet värms av solvärmeanläggningen via en värmeväxlare och därefter skickas värmen direkt ut på fjärrvärmenätets framledning (Armatec, 2007). Alternativt kan den producerade värmen användas inom fastigheten och först om det finns överskott skickas ut på fjärrvärmenätets framledning (se Figur 12). Det är även möjligt, men mindre vanligt, att koppla enligt principen retur/retur vilket innebär att det uppvärmda returvattnet istället åker tillbaka till fjärrvärmenätets returledning igen.



Fördelen med att skicka ut värmen på fjärrvärmesystemets framledning är att anslutningspunkten kan placeras var som helst i fjärrvärmenätet (Lennermo, 2012A). Därtill påverkas inte returtemperaturen i fjärrvärmenätet. Däremot kräver denna inkoppling en hög arbetstemperatur för att värmeöverskottet ska kunna skickas ut på framledningen vilket försämrar solvärmesystemets energiproduktion (Jonsson, 2006). Det är därför viktigt att ha kännedom om fjärrvärmesystemens temperaturer och försöka hålla de så låga som möjligt för att optimera solfångarnas värmeutbyte (Zinko, et al., 2002). Den önskade temperaturen kan nås genom att reglera flödet i solfångarkretsen eller genom inställt varvtal på pumpen. Styrningen av systemet sker troligtvis på liknande sätt som Sege Parks primäranläggning i Malmö. En pump på solvärmesidan startar när temperaturen utgående från solfångaren är några grader under temperaturbörvärdet som man vill uppnå på fjärrvärmesidan, exempelvis 75°C. När cirkulationen pågått ett tag och temperaturen ingående till solvärmecentralen på solvärmesidan är några grader högre än temperaturbörvärdet sätter pumpen på fjärrvärmesidan igång och transporterar ett delflöde av returvattnet till solvärmecentralen där det värms upp av solvärmesystemet och sedan används (Nilsson, 2007). Solfångarsystemet kan med denna anslutning dimensioneras efter olika faktorer såsom tillgänglig takarea, nätets effektbehov där eller totalt eller investeringsbelopp (Lennermo, 2012A).

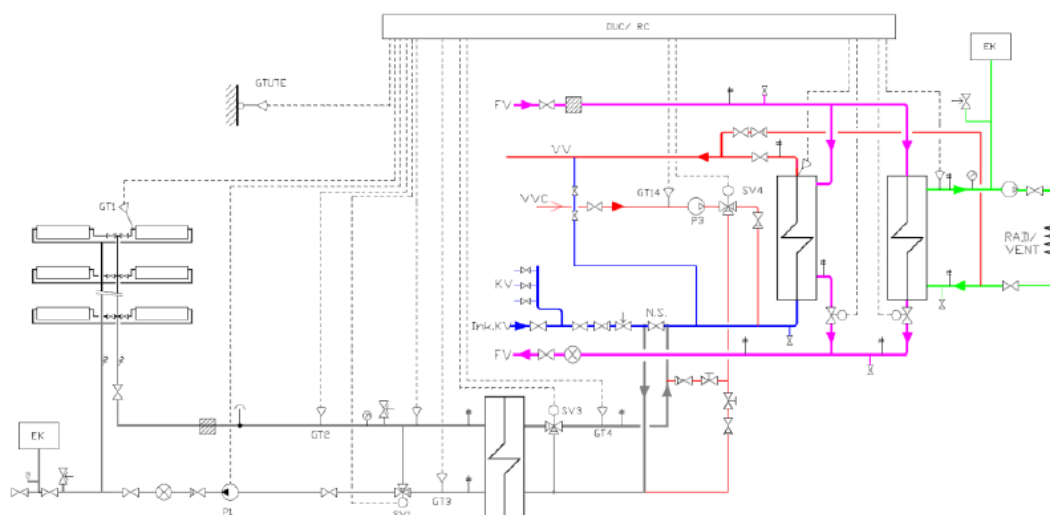
Kopplingsättet retur/retur kräver inte lika hög temperatur vilket innebär att solfångarna presterar bättre. Returledningens temperatur höjs dock vilket till viss del är en fördel för abonnenten eftersom de betalar för temperaturskillnaden mellan inkommande och utgående vatten (energidelen av fjärrvärmepriset) medan det är negativt för fjärrvärmeproducenterna då deras värmeväxlare är mindre effektiva vid högre returtemperatur (Björk & Fast, 2011). Även solfångaranläggningen kan påverkas negativt om returledningstemperaturen höjs. Genom att låta ett delflöde ledas förbi brukarstället kan temperaturen sänkas men det ökade flödet leder till en ökad flödeskostnad (se avsnitt 7.1.4) (Rosén, 2012D).

Till skillnad från när värmen skickas ut på framledningen används retur/retur mest i mindre system där produktionsanläggningen inte är känslig för förhöjd returtemperatur. Det innebär att retur/retur inte är lämplig i nät som är anslutna till rökgaskylare, värmepumpar eller kraftvärmelanläggningar (Zinko, et

al., 2002). Rök-gaskylare används när fjärrvärmepannor eldas med fuktiga bränslen såsom sopor och flis. Slutligen medför denna anslutning att anläggningen blir mer beroende av flödet i returledningen där inkopplingen sker eftersom solanläggningen inte kan påverka detta. Därmed begränsas värmeproduktionen och således solfångararean vid dimensionering (Lennermo, 2012A).

3.8.3 Sekundäranläggning-mini

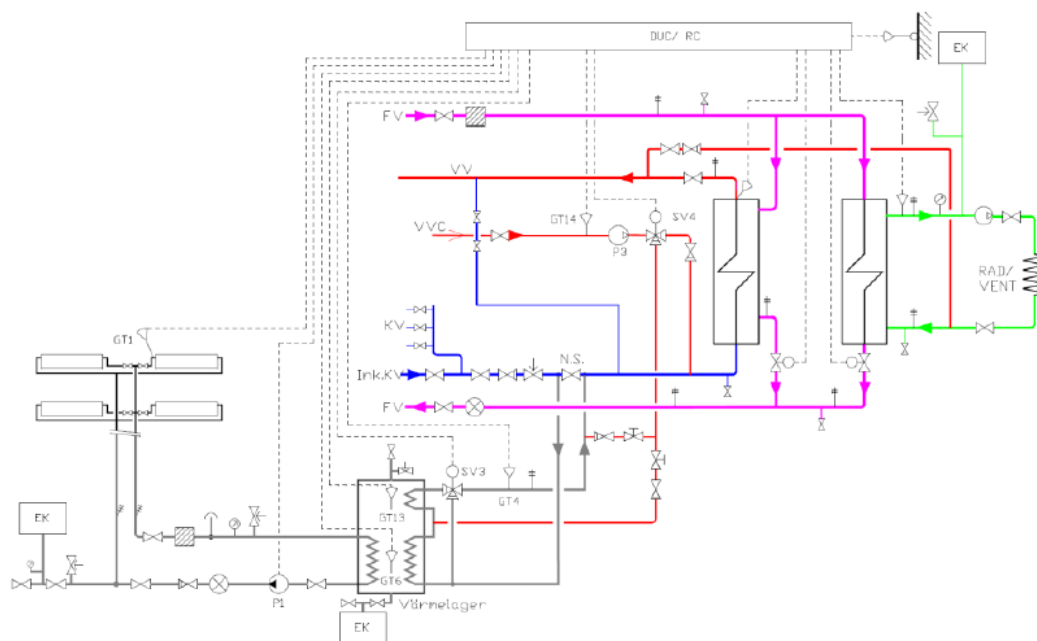
En sekundäranläggning är praktiskt när fastigheten har ett stort varmvattenbehov under sommaren. För en sekundäranläggning-mini behövs inte heller en lagringstank utan solvärmsystemet dimensioneras för att tillgodose effektbehovet när det är som lägst under en solig sommardag (exempelvis en solig söndag mitt på dagen) (Lennermo, 2012A). Uppvärmningen täcks i detta fall till fullo av fjärrvärme. Via en värmeväxlare förvärms kallvattnet av solvärme och skulle inte det räcka uppnås den önskade temperaturen med värmeväxling mot fjärrvärme (se Figur 13). Det får dock som konsekvens att fjärrvärmenätets returtemperatur höjs eftersom avkylningen minskar jämfört med värmeväxling direkt mot kallvatten (Armatec, 2007). På grund av att ingen lagringstank används ska man undvika att överdimensionera solvärmeanläggningen vilket bara leder till högre kostnader och onödigt höga temperaturer (Aquasol, u.d.). De betydligt lägre arbetstemperaturerna i förhållande till primäranläggningen medför både bättre verkningsgrad för solfångarna samt ett större bidrag till energiproduktionen även under vår, höst och vinter (Björk & Fast, 2011).



Figur 13 Sekundäranläggning-mini (enbart tappvarmvatten) där kallvatten förvärms av direkt värmeväxling med solvärme. Det uppvärmda kallvattnet leds sedan till fjärrvärmecentralen där det vid behov värms ytterligare av fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme AB, 2009)

3.8.4 Sekundäranläggning-maxi

En sekundäranläggning-maxi kan dimensioneras efter totala värmeenergiförbrukningen under sommarmånaderna juni, juli och augusti eller bara varmvattenbehovet under samma period. Uppvärmningsbehovet är generellt lågt under sommaren men i byggnader med golvvärme, förvärmning av tilluft eller produktion av sorptionskyla kan det finnas ett behov. I dessa fall är det därmed av större intresse att solvärmeanläggningen även täcker uppvärmningen (Svensk Fjärrvärme AB, 2009). Detta alternativ kräver en lagringstank som solvärmen värmeväxlas mot. Genom tanken förvärmar detta systemet kallvattnet (och uppvärmningskretsen om den också är ansluten) innan värmeväxling med fjärrvärme (Aquasol, u.d.). Figur 14 visar hur inkopplingen kan se ut om endast tappvarmvattenkretsen är ansluten till solvärmen.



Figur 14 Sekundäranläggning-maxi (enbart tappvarmvatten) där kallvatten förvärms av ackumulatortank som i sin tur får sin värme från solfångarna. Det uppvärmda kallvattnet leds sedan till fjärrvärmecentralen där det vid behov värms ytterligare av fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme AB, 2009)

3.9 Inför investering

Vid större solvärmeprojekt (> 20 m²) görs ofta en upphandling av totalentreprenad eller generalentreprenad när solvärmesystemet ska dimensioneras och installeras (Andrén, 2009). Vid en totalentreprenad är det en entreprenör som är ansvarig för projektering och utförande av arbetet. Entreprenören arbetar utifrån specifika krav som beställaren har bestämt vid upphandlingen (rambeskrivning). Vid en generalentreprenad däremot är entreprenören endast ansvarig för utförandet. Projekteringen genomförs av en VVS konsult som beställaren har valt ut (Andrén, 2011).

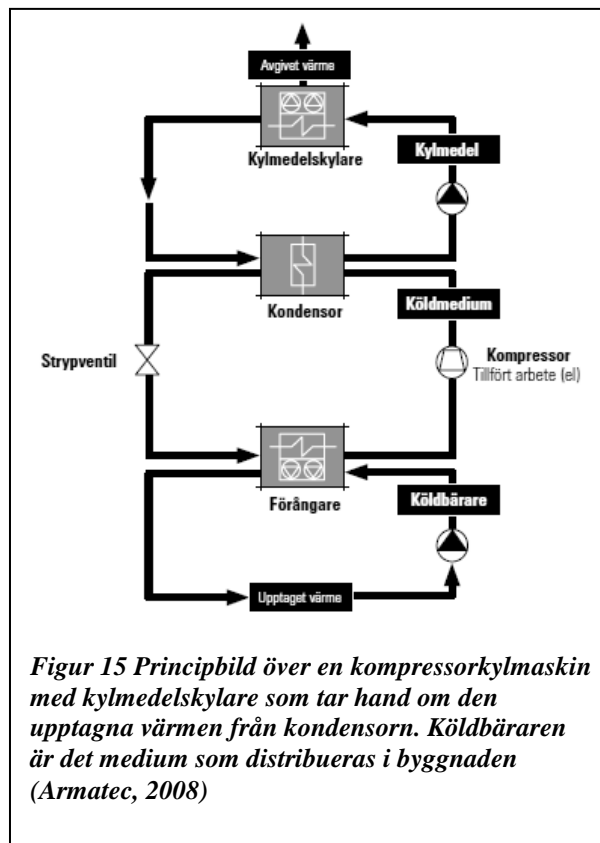
Det kan vara en fördel att ta kontakt med flera entreprenörer och jämföra offerterna innan man bestämmer sig för den mest lämpade. Det är inte bara kostnaden som är avgörande utan även exempelvis garantivillkor, systemlösning och tidigare referenser (för att veta om tidigare kunder är nöjda med dem) är viktiga att ta hänsyn till när beslutet tas (Energimyndigheten, 2011; Andrén, 2011). Medlemmar i Svensk Solenergi har ofta lång erfarenhet av solvärme och de kan vara bra att kontakta när solvärme ska installeras (Perers, 2012A).

När monteringen är färdig har man rätt som kund att kräva drift- och skötselinstruktioner av leverantören. Det rekommenderas att stämma träff med leverantören vid ett senare tillfälle för att kontrollera att solvärmesystemet fortfarande fungerar tillfredsställande (Byggeforskningsrådet, 2000)

4 Kylproduktion- och distribution

Komfortkyla till en fastighet kan produceras på flera olika sätt. I Västra hamnen i Malmö och i flera andra städer i Sverige finns möjlighet att köpa färdig kyla, så kallad fjärrkyla (E.ON, u.d.). Fjärrkyla innebär att kallt vatten produceras i en central anläggning innan det distribueras ut i ledningsnät till kunden. Kylan kan framställas från exempelvis absorption- och kompressorkylmaskiner, värmepumpar eller kallt vatten från vattendrag (frikyla) (Svensk Fjärrvärme, u.d.). I Västra hamnens fall används en kombination av frikyla från havet och kyla från värmepumpar och kylmaskiner. Kylan lagras i sin tur i akviferer för att kunna utnyttjas vid behov året runt (E.ON Värme, 2010). Annars är det vanligt att kylan produceras i en lokal anläggning. Kompressorkylmaskinen räknas som en av de vanligaste metoderna i detta fall.

En kompressorkylmaskin drivs av elektricitet och består av en förångare, kompressor, kondensor och en expansionsventil (se Figur 15). Ett köldmedium cirkulerar runt i systemet. I förångaren förångas köldmediet genom värme från köldbäraren som på det sättet kyls. Den primära köldbäraren innehåller ofta någon typ av frostskydd vilket gör att användningen gärna begränsas. Istället värmeväxlas det mot en sekundär köldbärare (vanligen rent vatten) som kyls och sedan distribueras ut i fastigheten. Det förångade köldmediet åker vidare till den eldrivna kompressorn som komprimerar gasen och temperaturen höjs. I nästa steg i kondensorn övergår köldmediet till vätskefas och värme avges. Denna värme kan utnyttjas eller överföras till omgivningen. Till sist sänks trycket genom en expansionsventil innan cykeln upprepas igen. Innehåller kylmaskinen en så kallad economizer separeras vätskan och ångan som bildas när köldmediet expanderar i expansionsventilen. Ångan kan då transporteras direkt till kompressorn och kräver inte lika mycket komprimering vilket i sin tur sänker elanvändningen (Stenström & Wimmerstedt, 2009).



Figur 15 Principbild över en kompressorkylmaskin med kylmedelskylare som tar hand om den upptagna värmen från kondensorn. Köldbäraren är det medium som distribueras i byggnaden (Armatec, 2008)

Komfortkyla som ska distribueras i en fastighet kan antingen vara luftburen, vattenburen eller en kombination (Frygner, 2005). Ett luftburet system är vanligast i mindre och äldre lokaler medan ett vattenburet system är vanligare i nyare och större lokaler (Kovacs, et al., 2009). En kombination är aktuell när man vill använda ett luftbaserat system men kylbehovet är så pass stort att det skulle medföra orimligt stora ventilationskanaler (Frygner, 2005).

För ett luftburet system tillsätts endast kyla när utetemperaturen är högre än den önskade tilluftstemperaturen, i annat fall kan uteluftens låga temperatur utnyttjas. Detta innebär att det bara finns ett kylbehov under de varmaste dagarna under året. Kyleffekten vid dessa tillfällen är större än för ett vattenburet system på grund av det höga luftflödet (Abel & Elmroth, 2006). Tilluftens temperatur sänks och avfuktas eventuellt, om kyltans temperatur är lägre än luftens dagpunkt, med hjälp av ett kylbatteri kopplat till luftbehandlingsaggregatet. Inuti batteriet cirkulerar antingen kallt vatten som har kylts av kylmaskinen eller förångas kylmaskinens köldmedium direkt däri (DX-förångarbatteri) (Davidsson, u.d.). Det luftburna systemet kan delas in i två varianter; konstant (CAV) eller varierande luftflöde (VAV). CAV innebär att luftflödet hålls konstant medan tilluftstemperaturen kan varieras efter kylbehovet. VAV å andra sidan innebär att luftflödet varieras medan tilluftstemperaturen hålls konstant utöver en viss årstidsstyrning (Frygner, 2005).

Ett vattenburet system används ofta i lokaler med ett stort värmeöverskott (FläktWoods, 2008). Till skillnad från ett luftburet system som utnyttjar den låga utetemperaturen behöver ett vattenburet system alltid kylas när värmeöverskott råder vilket på ställen som kontor innebär ett kylbehov under stort sett hela året. Undantaget är om man kompletterar med ett kylbatteri som utnyttjar den kalla uteluften vilket sänker behovet för aktiv kylning (Abel & Elmroth, 2006). Det vanligaste sättet att föra bort värme med vatten är med hjälp av kylbafflar. Kylbafflar placeras i taket så att den varma luften som stiger uppåt sugas in i kylbaffeln och värmeväxlas mot kallt cirkulerande vatten. Det finns både aktiva (även kallade tilluftskylbafflar) och passiva kylbafflar, den största skillnaden är att en passiv kylbaffel saknar fläkt och är inte integrerad med ventilationskanalsystemet. Passiva kylbafflar kan dessutom inte användas för uppvärmning, endast kylning (Antonsson, et al., 2005). Fläktkonvektor (fläktkylare) och induktionsapparater är andra tänkbara alternativ. Med hjälp av en fläkt cirkuleras rumsluften genom en fläktkonvektor. Den innehåller ett kylbatteri med kallt cirkulerande vatten men kan även innehålla ett värmebatteri med varmt cirkulerande vatten vilket innebär att luften antingen kan kylas eller värmas (Nilsson, 2001). Eftersom kondens kan uppstå vid nedkylning är det viktigt att fläktkonvektorn är ansluten till ett avlopp (Abel & Elmroth, 2006). Som fördel kan nämnas den stora kylkapaciteten men en nackdel är att fläkten låter (Frygner, 2005). Även en induktionsapparat kan tillföra värme eller kyla till rummet. En induktionsapparat kyler luften genom en baffel eller ett kylbatteri (Abel & Elmroth, 2006). Ventilationsluft passerar induktionsapparaten innan det tillförs rummet. På grund av den snabba genomströmningen sugas rumsluft in som antingen kyls eller värms innan det återförs (Nilsson, 2001).

4.1 Solkyla

Ett relativt nytt koncept är möjligheten att utnyttja solvärme till att producera kyla till fastigheter. Nuförtiden är behovet av komfortkyla till bland annat kontorsmiljöer oftast större än värmebehovet. Dessutom är kylbehovet som störst under sommaren vilket sammanfaller med när utbytet från solfångarna är som störst. De vanligaste metoderna för att framställa kyla ur solvärme är adsorptions- och absorptionskylning samt sorptiv kylning (S-Solar, 2010). Till skillnad från kompressorkyla är processen alltså värmedriven istället för eldriven. En annan möjlighet att utnyttja solenergin är följaktligen att installera solceller som kan driva en kylmaskin med kompressor. Det finns flera fördelar med att använda värmedriven kyla framför eldriven. Den självklara är att elanvändningen kan minskas vilket annars kan vara både dyrt och ha en stor påverkan på miljön beroende på energikälla (Kovacs, et al., 2009). Därtill kan överskottsvärme från exempelvis kraftvärmeverk och solvärme utnyttjas, något som blir allt viktigare ju vanligare kraftvärmeproduktion och avfallsförbränning blir (Setterwall, et al., 2003). För det tredje kan man genom att ersätta kompressorkyla undvika köldmedier med mycket större GWP (Global Warming Potential) än vad som används i de värmedrivna processerna.

EER, Energy Efficiency Ratio eller kylmaskinens verkningsgrad, är:

$$EER = \frac{\text{Avgiven kyleffekt}}{\text{tillförd värme eller eleffekt}} = \frac{\text{kylenergi}}{\text{tillförd värme eller elektrisk energi}} \quad (4:1)$$

Som nackdel nämns ofta ett lägre EER men det är något missvisande då kompressorkylmaskinen baseras på tillförd eleffekt och de termiskt drivna processerna på tillförd värme. Tar man hänsyn till att värmen som produceras i en central anläggning används direkt i en värmedriven kylmaskin istället för att omvandlas till el och sen användas i en eldriven kylmaskin för att tillverka kyla blir totala verkningsgraden högre (Rydstrand, et al., 2004). Däremot är investeringskostnaden för solvärmedriven kyla högre än för traditionella eldrivna kylsystem (i medeltal runt 50-60 % högre), mycket på grund av de många komponenter som behövs (Kovacs, et al., 2009). Därtill saknas fortfarande mycket kunskap då konceptet att kombinera solvärme med kylsystem är relativt nytt. Med mer forskning kan detta komma att ändras (ESTTP, 2007). Beroende på kylbehovet under året kan en backup-värmekälla krävas till kylmaskinen (Kovacs, et al., 2009).

4.1.1 Adsorption- och absorptionskylning

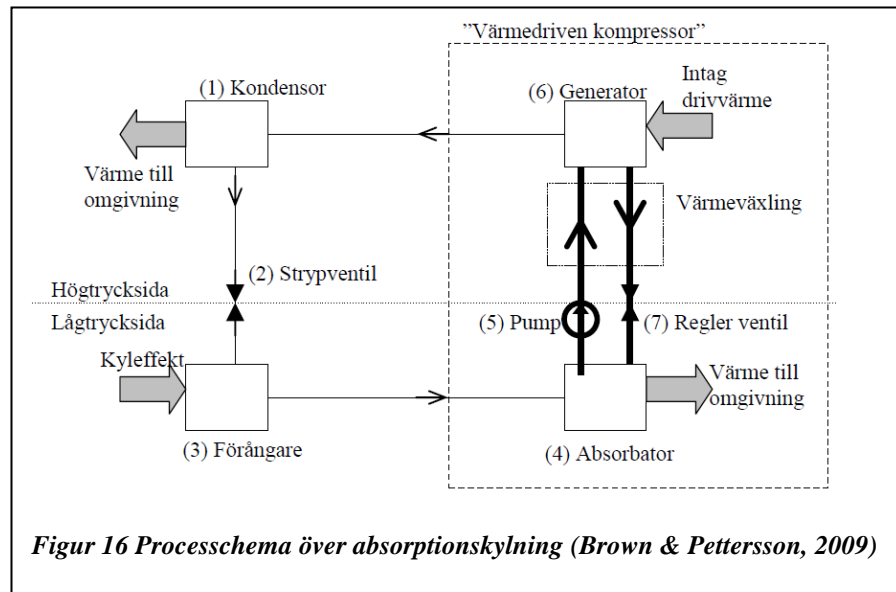
Både adsorptions- och absorptionskylning kategoriseras som slutna system. För tillfället dominerar absorptionssystemet på marknaden, delvis på grund av dess lägre produktionskostnad (ESTTP, 2007). Den största skillnaden är att absorptionssystem använder sorptionsmedium i vätskeform eller fast material medan adsorptionssystem använder fast, poröst material (Langniss, et al., 2007). Vid framställning av komfortkyla används ofta vatten som köldmedium och LiBr (litiumbromid) som absorbent i absorptionssystem. Önskas kyla med ännu lägre temperatur används istället ammoniak och vatten men det är inte aktuellt för fastigheten ifråga. I ett absorptionssystem finns en förångare och en absorbatör som arbetar under lågt tryck och en kondensör och generator som verkar under högt tryck (se Figur 16). Medan processen kan skilja sig åt mellan olika sorptionskylmaskiner är dessa komponenter densamma (Brown & Pettersson, 2009). I förångaren förångas vattnet (köldmediet) genom värme från

köldbäraren. Som följd kyls köldbäraren och kan utnyttjas till komfortkyla. Det förångade vattnet går vidare till absorbatören där det absorberas av LiBr. I samband med det kyls lösningen av kylvatten vilket erhåller en högre temperatur. Denna värme förs bort från systemet till en värmesänka exempelvis ett kyltorn.

Med hjälp av en pump transporteras

saltlösningen till det höga trycket i generatoren. Där tillsätts värme med högre temperatur, exempelvis från solvärme eller fjärrvärme, vilket förångar köldmediet än en gång och koncentrerar saltlösningen. Används solvärme lämpar sig en plan solfångare eller vakuumsolfångare bäst (S-Solar, 2010). Den koncentrerade saltlösningen återförs till absorbatören efter att den värmeväxlat mot den utspädda saltlösningen på väg till generatoren för att minska värmeåtgången. Vattenångan i sin tur hamnar i kondensorn. I kondensorn kondenserar vattenångan och värmen som frigges i samband med det kyls ner i en värmesänka. Slutligen förs vattnet tillbaka till det lägre trycket i förångaren och cykeln upprepas (Setterwall, et al., 2003). Denna cykel beskriver en traditionell enstegs LiBr-absorptionskylmaskin men det finns även andra varianter såsom tvåstegs och trestegs absorptionskylmaskiner. Dessa ger högre EER men kräver också en högre temperatur på den tillsatta värmen (Rydstrand, et al., 2004). Ifall platsen där absorptionskylmaskinen placeras ligger nära ett vattendrag kan ett bättre alternativ än kyltorn vara att utnyttja sjövattnet till kylning (frikyla) av absorbatören och kondensorn (Nilsson, et al., 1998).

Det vanliga är att lagra solvärme i ackumulatortankar men det är inte att föredra när värmen ska användas till att producera kyla (Berglund, et al., 2008). Det svenska företaget Climatewell har tagit fram en lagringsteknik som bygger på vätskeabsorption och har i förhållande till andra alternativ betydligt högre lagringskapacitet. På det sättet kan kyla även produceras under natten. Den liknar en vanlig absorptionskylmaskin men skiljer sig bland annat genom att absorbatören och generatoren har ersatts av en reaktor och kondensorn och förångaren har blivit en enhet kallad kondensör/förångare. I reaktorn finns en saltlösning, litiumklorid medan kondensör/förångaren innehåller rent vatten (Rydstrand, et al., 2004). Vid laddning värmer solvärmen upp saltlösningen i reaktorn så att vattnet separeras från saltet genom förångning. Saltkristallerna som bildas lagrar energin från solen. Ångan leds till kondensör/förångaren där det kondenserar och värmen som frigges kan användas till exempelvis förvärmning av dricksvatten eller vid större anläggningar kylas i ett kyltorn. Vid urladdning det vill säga användning kopplas solvärmen ur och istället ansluts reaktorn till en enhet



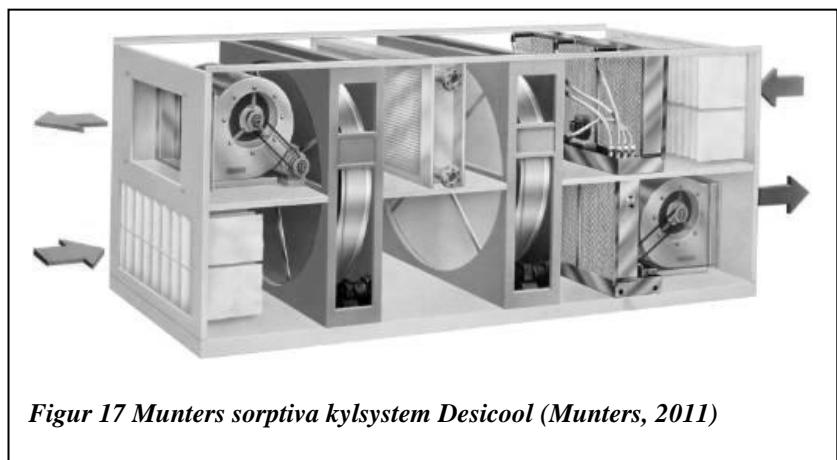
Figur 16 Processchema över absorptionskylning (Brown & Pettersson, 2009)

som behöver värmas, exempelvis varmvatten. Kondensator/förångaren ansluts till exempelvis luftkonditioneringen och värme kommer överföras från den varma luften (som därmed kyls) till vattnet i kondensator/förångaren som börjar koka (Berglund, et al., 2008). På grund av olika ångtryck emellan kärnen åker ångan ner till reaktorn där det kondenseras och absorberas av saltet (Karlberg, 2008). Processen upphör när allt salt har löst sig och temperaturskillnaden mellan de två kärnen är för liten (Berglund, et al., 2008). För att påskynda processen används vakuum (Climatewell, 2008). EER är troligen lägre än för enstegs absorptionskylmaskiner med värmewäxlare och konventionella kylmaskiner (Rydstrand, et al., 2004). Därtill är investeringskostnaden högre än för en konventionell kylmaskin men driftkostnaden är däremot lägre. Med ett stigande elpris kan således Climatewells lösning så småningom bli ett billigare alternativ (Berglund, et al., 2008). Tekniken är relativt ny och i Sverige är installationerna fortfarande få men i Spanien växer marknaden för de soldrivna luftkonditioneringsanläggningarna (Hållén, 2009).

4.1.2 Sorptiv kylning

Ur en ekonomisk synvinkel är sorptiv kyla en betydligt billigare investering än adsorptions- och absorptionskylning. En ytterligare skillnad är att sorptiv kylning klassas som ett öppet system och kan endast producera luftburen

kyla. I Sverige är det vanligt att använda Munters sorptiva kylaggregat (Kovacs, et al., 2009). I det första steget i Munters klimatsystem Desicool filtreras uteluften för att avlägsna damm och partiklar (se Figur 17). Därefter avfuktas luften genom att passera en roterande torkrotor med ett absorptionsmaterial som tar upp vattenmolekyler ur luften. Som följd ökar luftens



Figur 17 Munters sorptiva kylsystem Desicool (Munters, 2011)

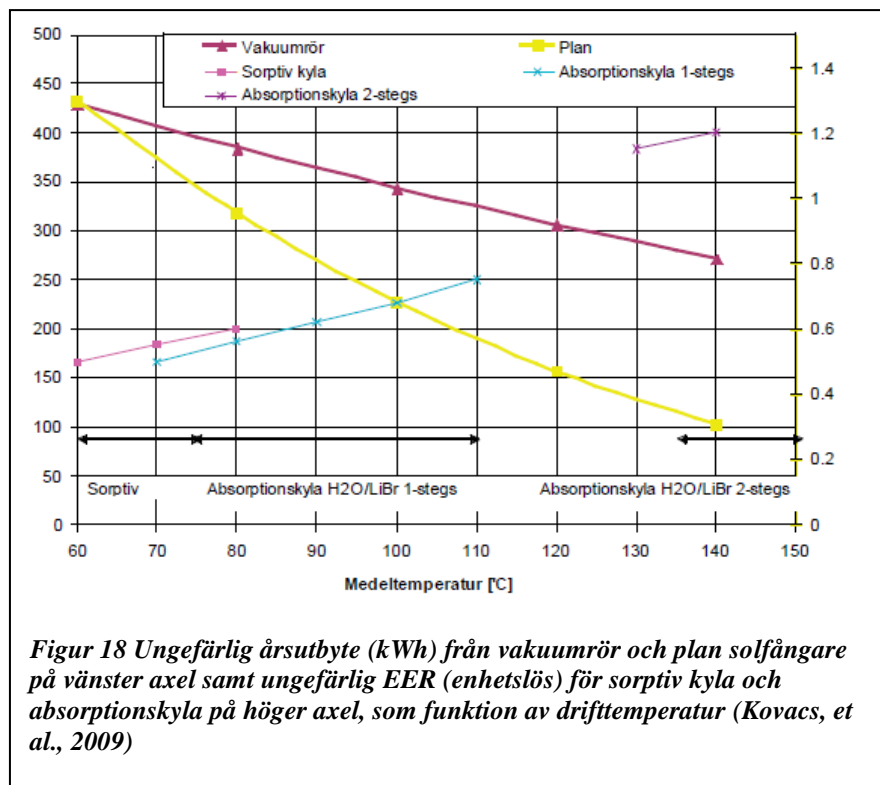
temperatur. I nästa steg värmewäxlas tilluften med frånluften vilket medför att tilluftens temperatur sänks. Slutligen fuktas och kyls tilluften i en evaporativ kylare innan den distribueras i byggnaden. Frånluften (luft från byggnaden) i sin tur filtreras först innan det går igenom den evaporativa kylaren. Där fuktas luften och temperaturen sänks. Därefter värms frånluften genom värmewäxling med tilluften vilket nämnts ovan. I nästa steg värms frånluften ytterligare till 55°C i ett regenereringsbatteri som drivs av exempelvis fjärrvärme, överskottsvärme eller solvärme. Detta utnyttjas sen i torkrotorn genom att den varma luften suger upp vattnet som har tagits upp från tilluften. Som följd sänks frånluftens temperatur. Till sist ser frånluftsfläkten till att frånluften lämnar byggnaden (Munters, 2008).

4.1.3 Jämförelse mellan adsorptions- och absorptionskylning och sorptiv kylning

En viktig förutsättning för de olika värmedrivna kylprocesserna är tillgången på billig värme (Abel & Elmroth, 2006). Ur en ekonomisk synvinkel är sorptiv kyla en betydligt kostnadseffektivare investering än adsorptions- och absorptionskylning. Å andra sidan är ett sorptivt system begränsat till att bara kunna producera luftburen kyla. Det höga luftflödet det medför kräver i sin tur relativt stora ventilationskanaler i jämförelse med om kylan hade varit vattenburen istället (Kovacs, et al., 2009). Solvärmen som tillsätts vid sorptiv kylning håller betydligt lägre temperatur i förhållande till adsorptions- och absorptionskylning vilket gör att enklare plana solfångare eller luftsol-fångare kan användas istället för vakuumrör eller effektivare plana solfångare (S-Solar, 2010). Dessutom kräver sorptiva system inget kyltorn vilket kan ses som en fördel då kyltorn är dyra samtidigt som de är förknippade med en viss risk för legionellaspridning. Ett problem med absorptionskylmaskiner som sorptiva system verkar skonade från är att returtemperaturen på den tillsatta värmen (exempelvis sol eller fjärrvärme) bara sänks med 10°C vilket påverkar värmeproduktionen negativt, speciellt vid större kylsystemsanläggningar. En lösning på problemet kan vara att göra som Halmstad arena och utnyttja

returvärmen ytterligare till uppvärmning och varmvatten innan det skickas tillbaka (Halmstads Energi och Miljö AB, u.d.). Dock medför det extra rördragning och styrsystem (Nilsson, et al., 1998).

EER beror mycket på den tillsatta värmens temperatur, högre temperaturer medför ett högre EER-värde (se Figur 18).



Figur 18 Ungfärlig årsutbyte (kWh) från vakuumbör och plan solfångare på vänster axel samt ungefärlig EER (enhetslös) för sorptiv kyla och absorptionskyla på höger axel, som funktion av drifttemperatur (Kovacs, et al., 2009)

Generellt varierar EER värdet för en enstegs absorptionskylmaskin mellan 0,5-0,7. Det innebär att mellan 1,4 till 2 kWh värme krävs för att alstra 1 kWh kyla. En kompressorkylmaskin med motsvarande temperaturnivå har ett värde på 2-2,5. Här är det istället el som klassas som tillfört arbete och det krävs därför mellan 0,4 och 0,5 kWh el för att alstra 1 kWh kyla (Brown & Pettersson, 2009). En tvåstegs absorptionskylmaskin kan uppnå ett EER värde på 1,2 men med krav på en högre drivtemperatur, från 75-95 °C för en enstegs lågtemperaturdriven absorptionskylmaskin till minst 140 °C för tvåstegs. En adsorptionskylmaskin har ett EER värde runt 0,6.

EER för ett sorptivt kylsystem är vid aktiv kyl drift (värmeförsel) lägre än de andra alternativen (Kovacs, et al., 2009). Men när uteluften är under 20°C är luften tillräckligt torr för att i stort sett slopa torksteget och därmed tillförseln av värme i regenereringsbatteriet. Det är inte förrän temperaturen är lägre än -20 °C som värme måste tillsättas. Detta medför att värmeförbrukningen under ett år kan hållas låg (Munters, 2011). Sett under hela året är därför EER högre, upp emot 2 (Nilsson, et al., 1998). Som nämnts tidigare krävs lägre drivtemperaturer vid aktiv kyl drift för ett sorptivt kylsystem, runt 45-95 °C (60-80°C för Munters sorptiva kylaggregat). Enligt en studie lämpar sig sorptiv kyla bäst för hotell och sjukhus, framför köpcenter och kontorsmiljöer (Kovacs, et al., 2009). Det är möjligt att kombinera absorptionskylning och sorptiv kylning med varandra. På det sättet kan värmen som avges i kondensorn och absorbatoren i absorptionskylmaskinen utnyttjas i den sorptiva kylmaskinens regenereringsbatteri (Rydstrand, et al., 2004).

5 Applicering på befintlig fastighet - solvärmesystem

I detta avsnitt kommer kunskap från tidigare avsnitt tillämpas på den specifika byggnaden.

5.1 Om fastigheten

Fastigheten som är föremål för denna förstudie ägs av Vasakronan och har fastighetsbeteckningen Carl Gustav 5 (se Figur 19). Adressen är Södra Tullgatan 4/Kanalgatan 3-5/ Södra Vallgatan 3A-C i Malmö. Den centrala placeringen och det faktum att den ligger intill en gågata gör att mycket folk rör sig i dess omgivning. Fastigheten innehåller kontor, butiker, en biograf, restauranger, lager och bostäder varav kontor och bostäder utgör den största delen av byggnadens area. Byggnaden är indelad i ett bostadshus och ett kontorshus, mellan dessa ligger en förskola. Byggnaden blev färdigbyggd 1961, en ombyggnad genomfördes år 2000. Vasakronan står för värmen i fastigheten och fastighetsel. Kunderna betalar för sin egen användning av el (Knutsson, 2012A).

Taken på Carl Gustav 5 visas i Figur 20. Det vitmarkerade området representerar alla tak som utgör Carl Gustav 5 medan det rödmarkerade representerar den så kallade kontorsdelen och den blåmarkerade bostadsdelen. På grund av att taken som tillhör kontorsdelen och bostadsdelen har bäst förutsättningar för solenergi eftersom de andra är lägre placerade och skuggas därmed ofta, har endast kontorsdelen och bostadsdelen undersökts närmare.

Kontorsdelen

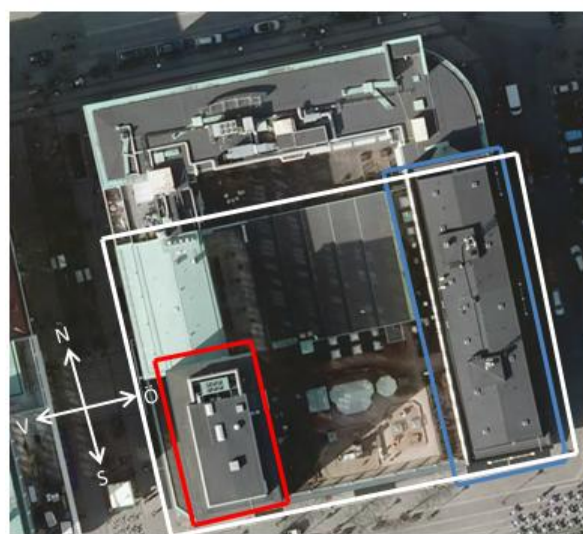
Ovanpå kontorsdelen syns fläktrummet och en del av kylmaskinen i Figur 20. Möjligheten att sätta upp solfångare/solceller är begränsad till ovanpå och runt om sidorna på fläktrummet. Sidorna är gjorda av plåt med en lutning på 82° från det horisontella planet. Toppen av fläktrummet består av papp och är horisontell (0° lutning). På toppen av fläktrummet kan man urskilja uppstickande föremål som hör till ventilationen.

Bostadsdelen

Taket på bostadsdelen består av relativt platt del i toppen och en lutande del runt om. Den relativt platta delen lutar 5° (från horisontella planet) i öst-väst riktning från mitten av taket. Sidorna runt om toppen lutar 78° från horisontella planet. Liksom kontorsdelen består toppen av papp och sidorna av plåt. Ovanpå taket finns många föremål, exempelvis två master, en antenn och många boxar som fungerar som ljusinsläpp till vinden. En av masterna kommer troligen tas bort, men vid vilken tidpunkt och vilken av dem är inte bestämt.



Figur 19 Carl Gustav 5 sett från sidan (Eniro, 2012)



Figur 20 Taken på Carl Gustav 5 sett ovanifrån, det vitmarkerade området representerar hela Carl Gustav 5, det rödmarkerade representerar kontorsdelen och det blåmarkerade är bostadsdelen (Malmö Stadsbyggnadskontor SMA, 2012)

5.2 Specifikation av beställarens krav

Vasakronan uppger att den primära anledningen till en eventuell investering i ett solenergisystem är:

- Att det finns en efterfrågan/intresse hos Vasakronans kunder att ha kontor i fastigheter med stark miljöprofil, vilket innefattar fastigheter med solenergisystem på dess tak.

Vidare uppger Vasakronan att investeringen har följande förutsättningar:

- Investeringsbeloppets storlek är i sig av underordnad betydelse förutsatt att lönsamhetsmåttens visar ”hyggliga” värden.
- Det är upp till utformaren av solenergisystemet att komma med förslag som Vasakronan sedan tar ställning till, exempelvis vilken/vilka typer av solenergiteknologier som ska användas.

Vasakronan uppger att förstudien kommer användas som beslutsunderlag gällande beslut om en verklig investering inom de närmsta åren (Knutsson, 2012B). Vasakronan har under 2012 genomfört ett projekt på en annan fastighet, Priorn, där ett solcellssystem har installerats på en av deras fastigheter i Malmö (Jansson, 2012).

Undertecknade väljer att utgå från ett kalkylmässigt lönsamhetsperspektiv. Lönsamhetsmåttens värden används som det huvudsakliga urvalskriteriet vid val av solenergiteknologi.

5.3 Generella antaganden

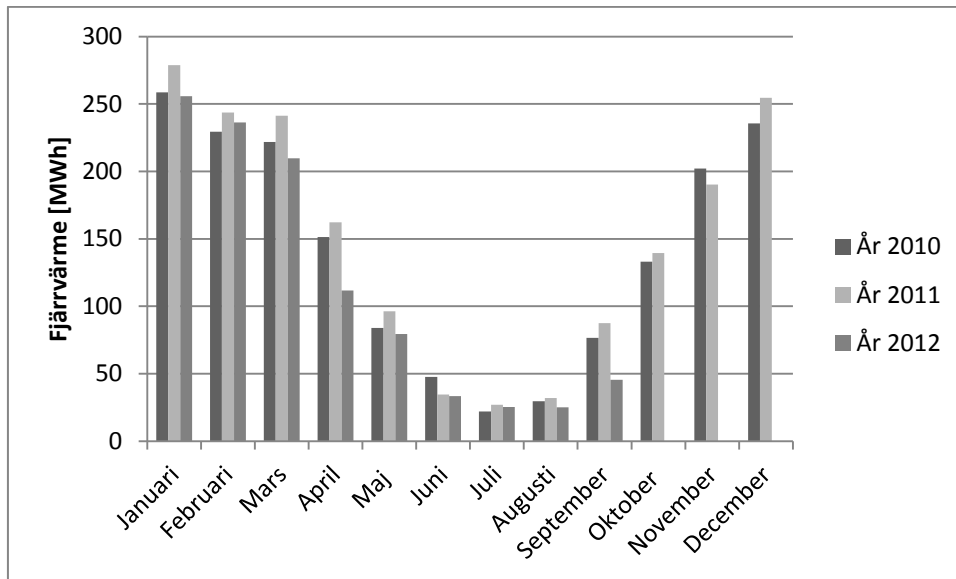
Nedan följer antaganden som ligger till grund för förstudien.

- Om man promenerar från Triangeln mot Carl Gustav längst Södra Förstadsgatan finns Carl Gustav i blickfånget då fastigheten ligger i anslutning till denna gåta, vilket förstärks av det faktum att fastigheten är belägen i anslutning till en bro som ger en öppen yta framför fasaden. I och med att Malmö stad inte har några specifika riktlinjer för hur solenergisystem bör utformas bör ett kvalificerat antagande kring möjlig systemutformning bygga på hur man antar att stadsbyggnadskontoret skulle ställa sig till solcells- eller solvärmesystem som är så pass centralt placerade. Ett antagande är att fasadinstallationer på Carl Gustav troligtvis inte kommer godkännas eftersom fastigheten har ett karaktäristiskt 60-talsutseende som dessutom är i blickfånget på gågatan. På grund av detta kommer fastinstallationer inte inkluderas. Fasaden är dock riktad mot söder vilket är en optimal riktning.
- Solcellsmoduler på mer eller mindre horisontella delar av taket antas endast kunna monteras parallellt med taket. Ingen monteringslösning där solcellsmodulerna har betydligt högre lutningsvinkel än taket accepteras. Detta antagande bygger på ett troliggörande av den tekniska förvaltaren för Carl Gustav 5 kring kraven på bygglov samt vindfånget det skulle innebära med vinklade solcellsmoduler. Solvärmesystemet skiljer sig åt då det undersökts både utifrån att solfångarna monteras parallellt med taket och med större lutning (fristående) på den nästintill horisontella delen av taket.
- Byggnaden har en hög baslast gällande el vilket innebär att ingen elproduktion från ett solcellssystem kommer matas ut på det allmänna elnätet. Fastighetens elanvändning finns endast tillgängligt i låg upplösning, på månadsbasis.
- Solcellssystemen som Vasakronan investerat i vid Triangeln som uppfördes i november 2012 installerades i samband med byte av tak där man valde att inte byggnadsintegrera solcellssystemet. Av den anledningen kommer byggnadsintegrerade solcellssystem inte inkluderas.

5.4 Befintligt värmesystem

Värmen som används i fastigheten kommer från E.ONs fjärrvärmenät och täcker uppvärmning, varmvattenproduktion och varmvattencirkulation (VVC). Varmvattencirkulation innebär att det tappvarmvatten som inte används när det når kranarna cirkuleras tillbaka till fjärrvärmecentralen. På det sättet håller varmvattnet alltid en hög temperatur vilket förkortar väntetiden (Rotpartner, u.d.). Fjärrvärmecentralen är tvåstegskopplad. Det fjärrvärmevattnet som används till att värma radiator- och ventilationskretsen (RAD/VENT) utnyttjas även till att förvärma kallvattnet. Efter förvärmning

blandas kallvattnet med VVC och i en tredje värmeväxlare slutvärms varmvattnet med fjärrvärmevatten direkt från framledningen. Vasakronan har ett avtal med E.ON som innebär att de köper klimatneutral fjärrvärme (Vasakronans intranät, 2012). De är dock inkopplade till samma fjärrvärmenät som resten av Malmö vilket innebär att bränsletypen som används till fjärrvärmeproduktion till största del är avfall (56,6 %) och naturgas (35,6 %) (E.ON Värme, 2011). Figur 21 visar den inköpta mängden fjärrvärme (i MWh) månadsvis under 2010, 2011 och 2012. Som väntat är förbrukningen som störst under vintermånaderna när uppvärmningsbehovet är som störst. Under sommaren kan det finnas ett uppvärmningsbehov under kalla mornar men den huvudsakliga fjärrvärmeanvändningen utgörs av tappvarmvattenberedning. Vid ca 17 °C utetemperatur stängs radiator- och ventilationskretsen helt. Överlag skiljer sig inte värmeförbrukningen särskilt mycket mellan de tre åren (Knutsson, 2012A).



Figur 21 Fjärrvärmeanvändning Carl Gustav 5. Ej normalårskorrigerad (Vasakronans intranät, 2012)

5.5 Befintligt kylsystem

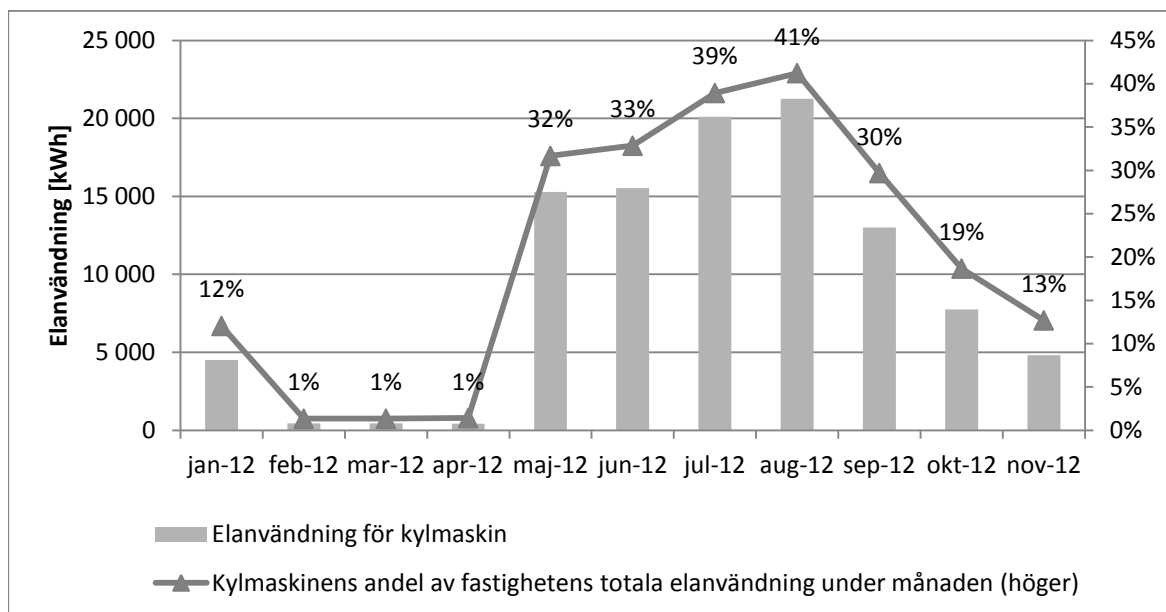
Komfortkylan som används i fastigheten produceras framförallt från en kompressorkylmaskin med en kyleffekt på 475 kW (Vasakronans intranät, 2012). Som köldmedium används R134A, en HFC (innehåller väte, fluor och kol), och är således inte ozonnedbrytande men har däremot stor växthuspåverkan (Naturvårdsverket, 2012). Kylmaskinen är av typen luftkyld vätskekyllaggregat med frikylningsfunktion. Det innebär att det finns frikylningsbatterier monterade i serie med de luftkylda kondensatorerna, där luften först kyler frikylningsbatterierna och sedan kondensatorerna. Då utetemperaturen är högre än ingående köldbärartertemperatur kommer kylningen enbart ske med mekanisk kylning. När utetemperaturen sjunker under ingående köldbärartertemperatur kommer köldbäraren först att förkylas av frikylningsbatterierna, innan den mekaniska kylningen som då reduceras. Blir utetemperaturen tillräckligt låg kan frikylningen klara hela kylbehovet och den mekaniska kylningen upphör helt (AQS Produkter AB, 2012).

Den primära köldbäraren som kyls ner i förångaren eller frikylningsbatterierna består av en blandning av 30 % etylenglykol och 70 % vatten (Vasakronans intranät, 2012). Den används för att den klarar temperaturer under noll men då etylenglykol har giftiga egenskaper används den bara i begränsad mängd (Moberg, 2002). Istället värmväxlas etylenglykolblandningen med den sekundära köldbäraren rent vatten som kyls och sedan distribueras ut i fastigheten. På många av våningarna med komfortkyla används aktiva kylbafflar som då är integrerade med ventilationssystemet. På markplan i butikerna samt till viss del på våning 7 används dock fläktkylare vilket innebär att kylsystemet och ventilationen är åtskilda. På grund av fastighetens komplexitet finns dessutom andra system såsom luftburen kyla i JC butiken med vatten-kylbatteri eller DX (direkt expansion)-förångarbatteri.

Figur 23 visar kompressorkylmaskinens ungefärliga kylproduktion under ett 11 månader. Kylproduktionen ($Q_{bortförd\ värme/kyla}$) har beräknats enligt följande:

$$Q_{bortförd\ värme/kyla} (kWh) = EER * W_{el}(kWh) \quad (5:1)$$

Genom att multiplicera kylmaskinens elanvändning (se Figur 22) med EER värden (se Tabell 5) under årets olika månader har kylproduktionen under ett år uppskattats.



Figur 22 Elanvändning för kylmaskinen [kWh] under perioden jan-november 2012. Kylmaskinens elanvändning representerar 22,74% av fastighetens totala elanvändning under dessa 11 månader. Källa: Egen figur baserat på data från (Vasakronans intranät, 2012).

Kylmaskinens elanvändning (W_{el}) under januari-november 2012 har avlästs från DUC (fastighetens styrsystem). Elanvändningen och kylbehovet mellan oktober till januari 2012 är ovanligt hög för att tillhöra de kalla månaderna. Med tanke på att frikyllningen till stor del borde täcka kylbehovet under

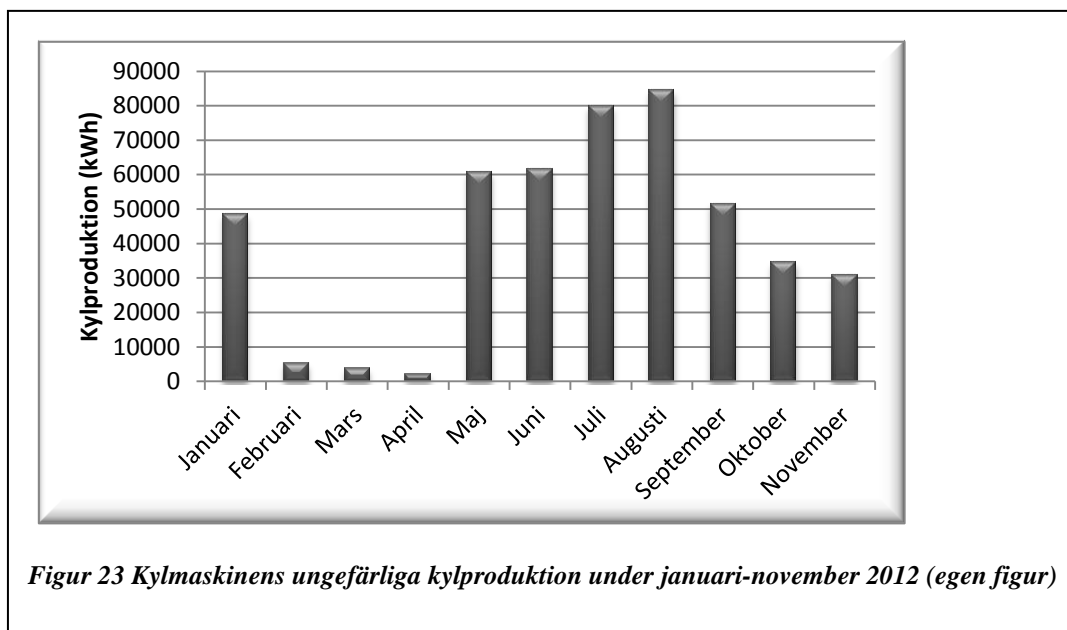
Tabell 5 Uppskattade EER-värden för kylmaskinen beroende på medeltemperatur. Källa: Egen figur baserat på datakörning (Johansson, 2012B)

Månad	Medeltemperatur 2005-2010 i °C	EER
Januari	1,2	10,71
Februari	0,8	11,56
Mars	2,7	8,72
April	8,0	5,24
Maj	12,0	3,97
Juni	15,8	3,97
Juli	19,2	3,97
Augusti	17,6	3,97
September	14,5	3,97
Oktober	9,7	4,47
November	5,8	6,42
December	2,1	9,53

låga utetemperaturer borde elanvändningen vara klart lägre. Enligt Håkan Johansson på AQS produkter AB, där kylmaskinen är köpt, kan en förklaring till den höga elanvändningen vara att pumpar har varit i drift i onödan (Johansson, 2012A).

En kompressorkylmaskin har ett EER (elverkningsgrad) på mellan 2,4 och 4,5 (Setterwall, et al., 2003). Variationen beror bland annat på vilket köldmedium som används samt tryck och temperatur vid kondensering och förångning (Berthammar, 2008). EER varierar dessutom under året beroende på bland annat lasten (eng. "load") vilket gör det svårt att använda ett exakt värde (Energimyndigheten, 2006). Genom ett datakörningstest av kylmaskinen ifråga med månadsvis medelutomhustemperatur i Malmö kunde ungefärliga EER värden erhållas (se Tabell 5). Under vintern blev dessa värden stora på grund

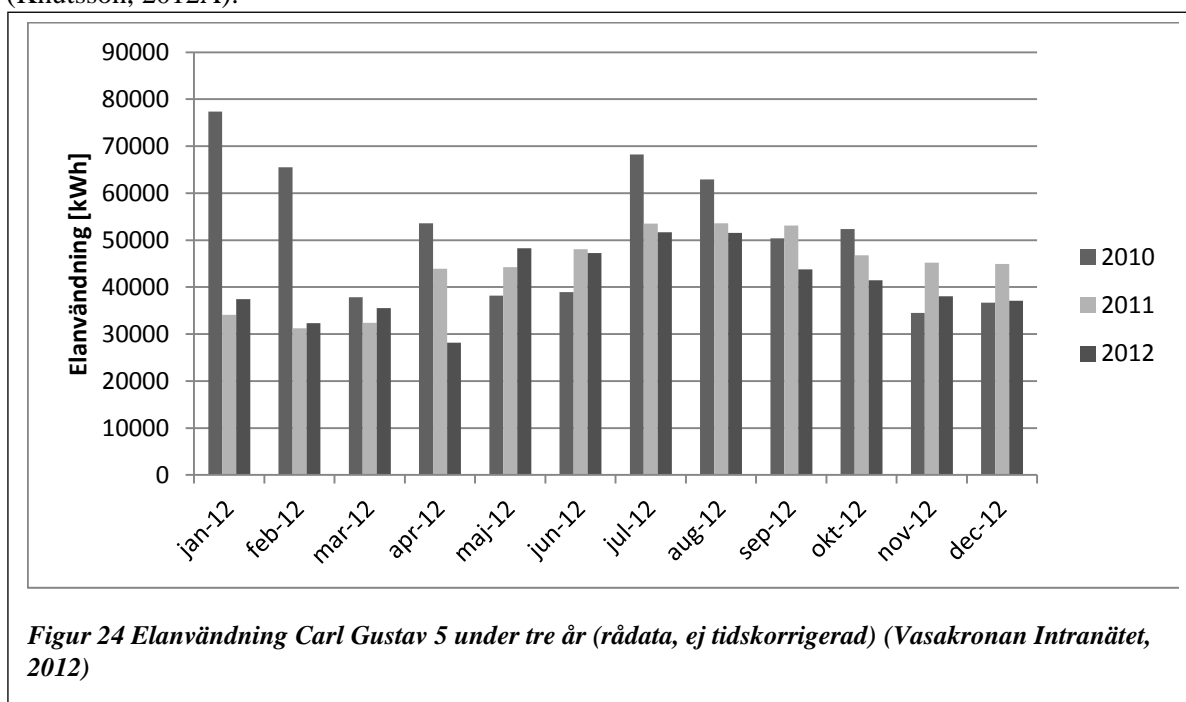
av att frikylan täcker en stor del av kylproduktionen.



5.6 Befintligt elsystem

Figur 24 visar elanvändningen under 2010, 2011 och 2012 som Vasakronan betalar för. År 2010 var årsförbrukningen av el betydligt högre än efterföljande år. Minskningen under 2011 beror på att ett elvärmebatteri som värmer tilluften ersattes med ett fjärrvärmebatteri (Knutsson, 2012B).

Elanvändningen är relativt jämn över året men med en topp under sommarmånaderna (efter 2010). Detta beror troligen på det ökade kylbehovet vilket kräver mer el till driften av kompressorkylmaskinen. Det finns flera abonnemang för fastighetselen, bland andra 400A och 35 A (Knutsson, 2012A).



5.7 Trender gällande energianvändningen

På fastigheten finns ett flertal mindre från- och tilluftssystem (FT-system) vars el hyresgäster har betalat för. Vasakronan kommer bygga om ventilationen och ta bort resterande FT-system för att istället helt och hållet ventileras fastigheten med ett gemensamt från- och tilluftssystem med värmeväxling (FTX-system). Eftersom Vasakronan står för värme och ventilation kommer elanvändningen öka för Vasakronan då företaget helt tar över ventilationen. Elanvändningen för de hyresgäster som har FT-system kommer därmed att minska. Dock kommer det faktum att värmeåtervinning (värmeväxling mellan från- och tilluft) installeras innebära minskad värmeanvändning (Knutsson, 2012A).

5.8 Egna förslag på energieffektiviseringsåtgärder

Värmen som avges i samband med kondensering av köldmediet i kylmaskinen används inte i den aktuella fastigheten utan dumpas direkt på taket där kylmaskinen är placerad (Knutsson, 2012A). Denna mängd värme motsvarar kylmaskinens elanvändning och kompressorernas kylproduktion (energiförlusterna antas vara noll) (Berthammar, 2008). Med tanke på att fastighetens kylbehov är relativt stor under året är troligen även värmespillet det. En undersökning gjordes därför för att ta reda på om denna värme skulle kunna återvinnas till viss del inom fastigheten.

Det är fullt möjligt att utnyttja kondensörvärmen i denna typ av fastighet, förutsatt att vissa kriterier uppfylls:

- Det ska ständigt finnas ett kylbehov vilket medför att det alltid finns tillgång till kondensörvärme
- Kondensörvärmen ska dumpas via ett glykolblandat kylmedelsystem
- Beroende på vilken effekt som önskas kopplas återvinningsväxlaren i serie med kylmedelsystemet eller tar man bara ett delflöde till återvinningsväxlaren.
- Dessutom spelar det roll vad det är för typ av fastighet, är till exempel kylbehovet större än värmebehovet kanske det är bättre att istället satsa på frikyla (Wingne, 2012A)

Kondenseringstemperaturen brukar ligga runt 40°C men varierar självklart beroende på kylmaskin. Den kan även variera under året beroende på utomhustemperaturen. Den relativt låga temperaturen gör därför att kondensörvärmen är mer intressant i lågtemperatursystem i fastigheten än högtemperatursystem (Wingne, 2012B). Sollie (2012A) menar också att återvinning kan vara intressant för större fastigheter. Han ser dock ett problem i att många är anslutna till fjärrvärmenätet vilket försvårar det både tekniskt och juridiskt sett. Det bästa är om kondensörvärmen kan användas utan samverkan med fjärrvärmesystemet. I Carl Gustav 5 fall skulle det kunna vara förvärmning av ventilationsluft. Normalt finns två vattenbatterier i aggregaten, en för förvärmning i en egen krets där kondensörvärmen skulle kunna utnyttjas och en för högre temperaturer. Ett annat alternativ är att separera värmesystemet temperaturmässigt, exempelvis använda den lågtempererade energin till golvvärme med mera om sådant finns (Sollie, 2012). Ett tredje alternativ är att använda kondensörvärmen till att förvärma returvattnet från radiatorerna eller tappvarmvattnet som framförallt bostadsdelen har behov av. Som nämnts tidigare krävs det att det finns ett kylbehov året runt, annars blir investeringen dyr i förhållande till mängden kondensörvärme som kan utnyttjas (Wingne, 2012B). Dessutom innebär förvärmning att fjärrvärmenätets returtemperatur höjs vilket kan resultera i en flödesavgift för kunden (Sollie, 2012B).

För att veta om kriterierna skulle uppfyllas och därmed värmeåtervinning skulle vara möjligt med Carl Gustavs 5:s kylmaskin gjordes en närmare undersökning av den. Efter kontakt med leverantören stod det klart att kylmaskinen inte var särskilt lämpad för detta. Förutom att ledningar med medium som kan ta upp kondensörvärmen saknas var den främsta orsaken till det att kylmaskinen utnyttjar frikyla (utomhusluft) när utemperaturen är tillräckligt låg vilket gör att kompressorerna kör på mindre effekt eller stannar helt om frikylan klarar hela kylbehovet (Johansson, 2012A). Det innebär att det inte alltid kommer finnas tillgång till kondensörvärme från den mekaniska driften. Lägg till att investeringen av värmeväxlare och ledningar med medium som kan ta upp kondensörvärmen troligen är dyr att genomföra är det förmodligen inte särskilt lönsamt att investera i värmeåtervinning av kondensörvärmen, för att veta säkert krävs dock en noggrannare undersökning.

5.9 Ersättning av kompressorkylmaskin

Kompressorkylmaskinen som används i Carl Gustav 5 installerades runt 2010. Det innebär att det inte är aktuellt att ersätta den med något annat kylalternativ. Dessutom använder den frikyla när utomhustemperaturen blir låg vilket begränsar elanvändningen. Under sommarmånaderna när kylbehovet är som störst används emellertid enbart el till driften vilket gör driftkostnaden hög. När kylmaskinen så småningom ska bytas ut kan det därmed vara lämpligt att fundera på andra kylalternativ.

I västra hamnen i Malmö finns sedan tidigare ett fjärrkylennät och sedan E.ON byggt ut nätet har möjligheten att även ansluta centrala Malmö ökat (Malmö Stad, 2008). Ett annat alternativ är att undersöka möjligheten att eventuellt utnyttja frikyla från kanalen som ligger precis vid byggnaden. Till sist kan värmedrivna kylmaskiner såsom absorptionskylmaskin och sorptiv kyla (se 4.1) vara tänkbara alternativ. Med tanke på att 1 kWh fjärrvärme är billigare än 1 kWh el finns det, beroende på kylmaskinens prestanda, möjlighet att sänka driftkostnaden. Då kylan i byggnaden framförallt är vattenburen är troligen en lågtemperaturdriven absorptionskylmaskin att föredra framför en sorptiv kylmaskin som endast producerar luftburen komfortkyla (Nilsson, et al., 1998). En förutsättning är att de befintliga distributionsledningarna kan användas, annars blir investeringskostnaden för absorptionskyla troligen för dyr.

Nedan genomförs en mycket enkel beräkning för att jämföra kostnaden för att producera 1 kWh kyla från en absorptionskylmaskin gentemot en kompressorkylmaskin.

$$EER_{\text{kompkylmaskin}} = \frac{Q_{\text{bortförd värme}}}{W_{\text{el}}} \quad (5:2)$$

$$EER_{\text{abskylmaskin}} = \frac{Q_{\text{bortförd värme}}}{Q_{\text{tillförd värme}}} \quad (5:3)$$

EER för kompressorkylmaskinen sattes till 3,97 enligt Tabell 5 och motsvarar det EER-värde som den befintliga kylmaskinen har då ingen frikyla används. Det innebär utifrån ekvation 1 att 0,25 kWh el krävs för att producera 1 kWh kyla. I avsnitt 4.1.3 och Figur 18. uppges EER ligga mellan 0,5-0,7 för en enstegs absorptionskylmaskin beroende på temperaturen på den fjärrvärme som tillsätts. Enligt Tabell 6 ligger medeltemperaturen för fjärrvärmeframledningen som lägst på runt 80°C vilket inträffar under sommarmånaderna. Temperaturen under dagarna, för den utvalda tidsperioden, underskred aldrig 70°C. Därmed sattes EER till 0,6 för absorptionskylmaskinen. För att producera 1 kWh kyla krävs därmed 1,67 kWh fjärrvärme utifrån ekvation 2.

Tabell 6 Framledningstemperatur till Carl Gustav 5 för olika månader (medelvärden för perioden 07.00-20.00 alla dagar) OBS för december fanns bara värden mellan 1-18:e december (Elbing, 2012D))

	Medeltemp °C
Januari	98,7
Februari	100,6
Mars	95,1
April	90,7
Maj	83,7
Juni	79,6
Juli	79,8
Augusti	80,6
September	82,3
Oktober	88,5
November	91,3
December	96,2

Om nu elpriset från Tabell 46 tillsammans med fjärrvärmepriset från Tabell 31 används är det möjligt att få ut energikostnaden för 1 kWh kyla från respektive kylmaskiner.

Kompressorkylmaskin:

$$0,25 \text{ kWh}_{el}/\text{kWh}_{kyla} * 1,105 \text{ kr}/\text{kWh}_{el} = 0,276 \text{ kr}/\text{kWh}_{kyla} \quad (5:4)$$

Absorptionskylmaskin:

$$1,67 \text{ kWh}_{fjärrvärme}/\text{kWh}_{kyla} * 0,5205 \text{ kr}/\text{kWh}_{fjärrvärme} = 0,869 \text{ kr}/\text{kWh}_{kyla} \quad (5:5)$$

Energikostnaden för de två maskinerna blir lika om 1 kWh el kostar 6,68 gånger mer än 1 kWh värme eftersom $1,67/0,25=6,68$.

Om elpriset är 6,68 gånger högre än värmepriset blir energikostnaden för en kylmaskin som drivs på fjärrvärme samma som för kylmaskinen som drivs på el. Om elpriset är mer än 6,68 gånger högre än värmepriset blir det mer fördelaktigt, ur energikostnadssynpunkt, att använda sig av en kylmaskin som drivs på värme. Frågan är: när är elpriset dividerat med fjärrvärmepriset större än 6,68? Trenden pekar mot att kvoten kommer att öka i och med att elpriset antas öka medan fjärrvärmepriset antas sjunka. Om täljaren ökar och nämnaren minskar blir effekten dubbel, en kylmaskin som drivs på värme blir mer attraktiv ur energikostnadssynpunkt. En enkel överslagsberäkning görs i för att göra en grov uppskattning av vad elpriset måste vara i juni 2012 för att en värmedriven kylmaskin ska bli lika attraktiv ur energikostnadssynpunkt som den existerade, eldrivna kylmaskinen. I detta fall används priser från E.ONs rörliga prismodell, se Tabell 25.

15 525 kWh el till kylmaskinen juni 2012. Det skulle motsvara $6,68 * 15\,525 \text{ kWh} = 103\,707 \text{ kWh}$ värme per månad eller i snitt $3457 \text{ kWh värme/dag}$. Det motsvarar ett tillskott av dygnsmedeleffekten med $3457 \text{ kWh}/24\text{h} = 144 \text{ kW}$. Om man antar att detta tillskott läggs till den dag med den högsta uppmätta dygnsmedeleffekten under förbrukningsmånaden blir tillskottet $144 \text{ kW} * 83,47 \text{ SEK/kW} = 12023 \text{ SEK}$ som tillkommer under juni på grund av ökad användning av fjärrvärme.

Tabell 7 En grov överslagsberäkning över vad elpriset måste vara i juni 2012 för att energikostnaden för en värmedriven kylmaskin ska matcha en eldriven kylmaskin. Egen beräkning baserad på E.ONs nya prismodell.

El till värmemaskinen under juni 2012	15525	kWh_el
Omvandlingsfaktor	6,68	$\text{kWh}_{\text{värme}}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Motsvarande efterfrågan på värme till kylmaskinen	103707	$\text{kWh}_{\text{värme}}/\text{månad}$
	3456,9	$\text{kWh}_{\text{värme}}/\text{dag}$
Dygnsmedeleffekt	144,0375	$\text{kW}_{\text{värme}}$
Effekttaxa	83,47	SEK/ $\text{kW}_{\text{värme}}$ den dag med högst medeleffektanvändning under förbrukarmånaden
Månatlig tillkommande effekttaxa på grund av ökat värmebehov	12022,81	SEK/månad
Effekttaxan fördelad per $\text{kWh}_{\text{värme}}$ under månaden	0,115931	SEK/ $\text{kWh}_{\text{värme}}$
Returtemperatur juni 2012	31,3	grader C
Framledningstemperatur juni 2012	79,6	grader C
Medelavkylning	48,3	grader C
Specifik värmekapacitet, vatten	4,18	$\text{kJ}/(\text{Kg} * \text{K})$
1 kubikmeter vatten = 1000 kg	1000	$\text{kg vatten}/\text{m}^3 \text{ vatten}$
Då 1 kubikmeter vatten går från 79,6 grader till 31,3 frigörs:	201894	kJ
1 kWh =	3600	kJ/kWh
1 kJ =	0,000278	kWh/kJ
Då 1 kubik vatten går från 79,6 grader till 31,3 frigörs	56,08167	$\text{kWh}_{\text{värme}}$
Flödesavgift	2,27	SEK/ m^3
Flödesavgift fördelad per kWh	0,040477	SEK/ $\text{kWh}_{\text{värme}}$
Energiavgift (sommaren)	0,1572	SEK/ $\text{kWh}_{\text{värme}}$
Totalt per kWh juni	0,313607	SEK/ $\text{kWh}_{\text{värme}}$
Elpriset måste vara följande under månaden för att den värmedrivna kylmaskinen ska vara lika fördelaktig som den eldrivna kylmaskinen ur energikostnadssynpunkt:	2,094896	SEK/ kWh_{el}

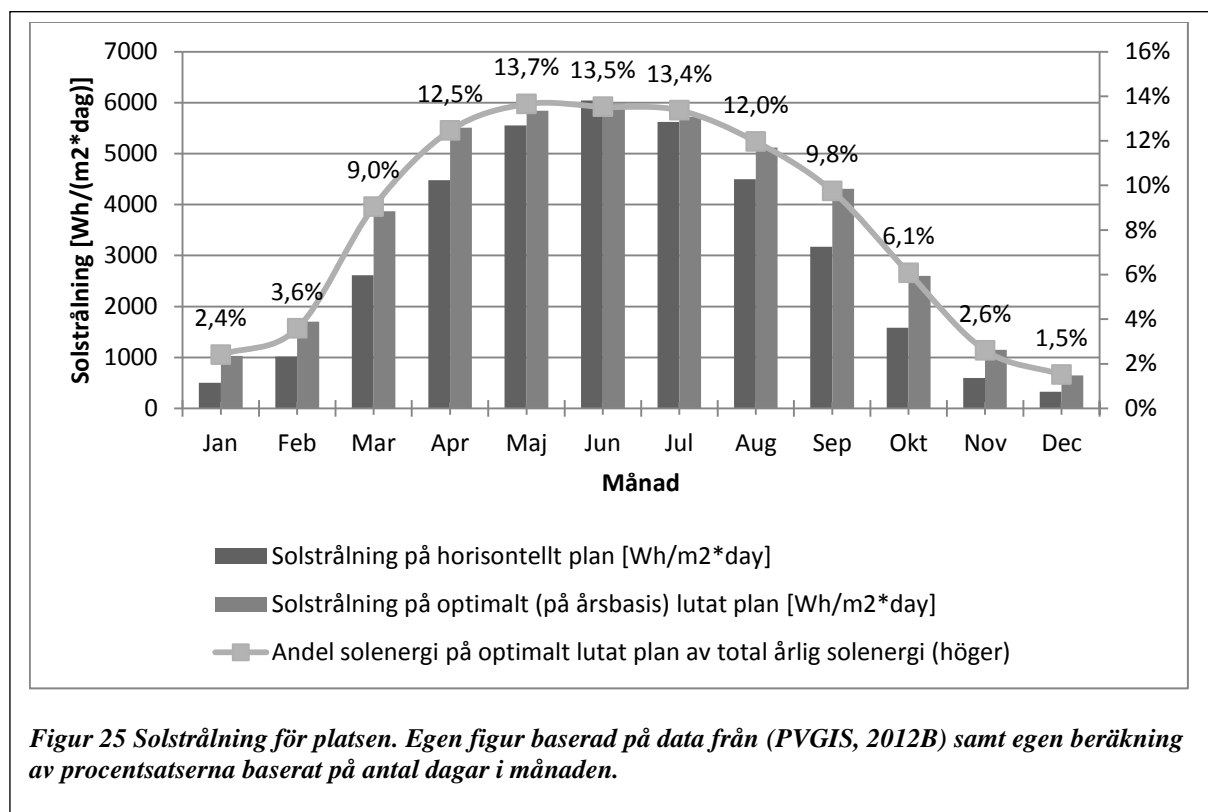
Resultatet från den enkla uträkningen visar att trots att fjärrvärme är billigare per kWh gör den sämre verkningsgraden (EER) för absorptionskylmaskinen att kompressor-kylmaskinen producerar 1 kWh kyla billigare. Däremot kan absorptionskyla visa sig vara billigare trots det på grund av exempelvis lägre investeringskostnad eller längre livslängd så det är självklart fler faktorer som spelar roll. Längre fram, om elpriset enligt prognoserna kommer öka i mycket större takt än fjärrvärmepriset, kan absorptionskyla bli mer aktuellt ur energikostnadssynpunkt. För övrigt om man gör en snabb uppskattning och bara tar hänsyn till kylbehovet, inte värmebehovet, så blir kostnaden för 1 kWh producerad kyla från absorptionskylmaskinen billigare om Vasakronan byter till den rörliga prismodellen i avsnitt 7.1.4. Det beror på att energipriset är som lägst under sommaren när kylbehovet är som högst.

Det är viktigt att poängtera att det finns fler faktorer än lönsamhet som är intressant när man väljer mellan olika investeringar. Värmedriven kyla har som tidigare sagts fördelar såsom att kölmediet har lägre GWP och att det är möjligt att utnyttja överskottsvärme från exempelvis kraftvärmeverk. Sedan finns det även möjlighet att koppla solvärme till absorptionskylmaskinen. Då solvärmeproduktionen är begränsad liksom utrymmet för värmelagring för fastigheten ifråga krävs även fjärrvärme för att driva kylmaskinen. Solvärmesystemet kan antingen arbeta parallellt med fjärrvärmen eller i serie. Vid parallell koppling arbetar solvärmesystemet självständigt och producerar värme vid samma temperatur som framledningstemperaturen på fjärrvärme. Vid seriekoppling används istället solvärmen till att spetsvärma fjärrvärmen så att temperaturen på den tillsatta värmen ökar. Fördelen med det är att verkningsgraden på absorptionskylmaskinen ökar. Nackdelen är att solfångarnas utbyte minskar med ökad arbetstemperatur. Det är med andra ord inte självklart vilket kopplingsätt som är att föredra utan det varierar från fall till fall (Kovacs, et al., 2009). På grund av att returvärmen fortfarande håller en hög temperatur efter att ha använts av absorptionskylmaskinen bör den utnyttjas till uppvärmning och varmvatten innan den skickas tillbaka.

5.10 Platsbedömning

Tillgänglig solenergi

I Figur 25 visas solstrålningen som når Carl Gustav 5. 65,1% av solstrålningen som når platsen kommer under perioden april-augusti.



Mått

Detaljerade ritningar över takens mått söktes inom Vasakronan utan framgång. Äldre ritningar hittades dock. Ett alternativt sätt att få tillgång till ritningarna är att ta kontakt med Stadsbyggnadskontoret eller göra egna mätningar. Egna mätningar av taken genomfördes för de två byggnaderna med måttband och vinkelmätare, höjden för masten approximerades med hjälp av en applikation till en smartphone. Ljusinsläppen på bostadsdelen antas finnas kvar på taket vilket innebär att yta för ett framtida solenergisystem går förlorad på taket.

Bärighet

Information om takets bärighet kunde inte fås mer än att takstolar med mera troligen inte konstruerats för några tyngre laster (Knutsson, 2012A).

Skuggor

Det finns två master på fastigheten samt en antenn, avtalet med teleoperatören har gått ut och avtalet fortsätter tills vidare. En mast rivs troligen, tidpunkten är dock oklar (Knutsson, 2012A). Det finns även ventilationsutrustning på taket, se avsnitt 5.1.

Temperatur

Det finns ett utblås för ventilation på taket som kan misstänkas ge viss ökning av temperaturen. Eftersom taket är högt beläget, ca 30 meter ovanför markytan, med fri sikt runtomkring kan man anta att vindhastigheten och kyleffekten är relativt hög blåsiga dagar varför ventilationsutblåsets påverkan på solcellsmodulerna anses vara obetydlig. Dessutom är Malmö beläget nära kusten och omgivningen är relativt platt.

Vindlast

En korrekt bedömning av utformningen kräver att en vindlastanalys genomförs. Detta ingår inte i denna rapport.

Övrigt

Den närmaste tiden kommer underhåll av Carl Gustav 5:s tak genomföras, dock är omfattningen oklar. Övriga fasadarbeten sker gissningsvis var 15:e år vilket innebär stora entreprenader (Knutsson, 2012A). Risken att framtida byggnationer, träd mer mera kan tänkas skugga området på vilket solenergisystemet är tänkt att installeras uppfattas som liten med tanke på att området är tättbebyggt och lite utrymme finns för nybyggnationer samt att taket är mycket högt beläget. Dock råder det oklarhet huruvida telemaster kommer att finnas på taket i framtiden och om omgivande byggnader kan tänkas uppföra sådana.

5.11 Val av inkopplingsätt mellan solvärme och fjärrvärme till värmeproduktion

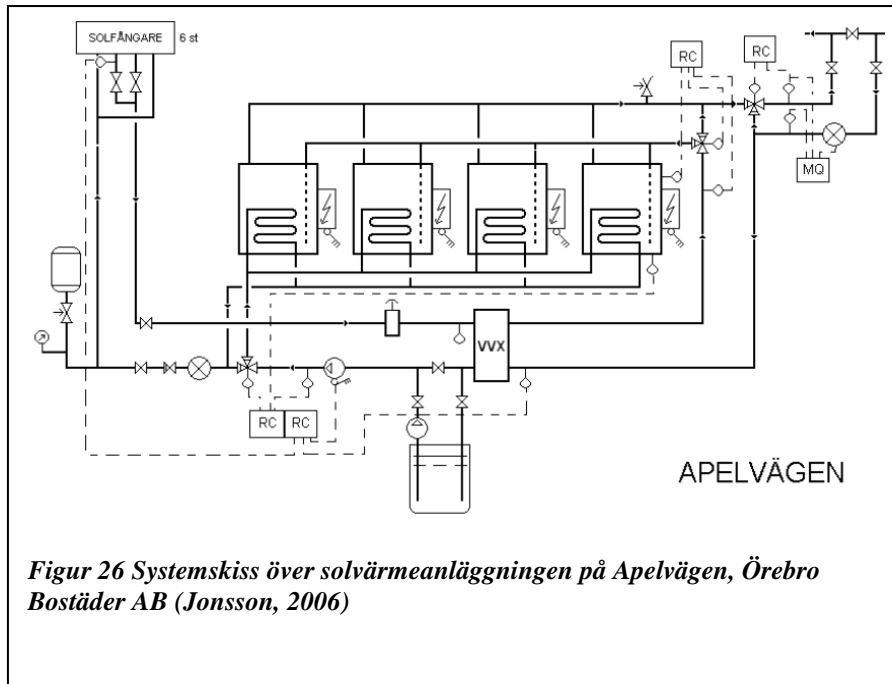
När solvärme ska kombineras med fjärrvärme är det, som nämnts tidigare, möjligt att koppla primärt, sekundärt-maxi eller sekundärt-mini. I Tabell 8 sammanfattas för- och nackdelar med de olika alternativen. Vilket som passar fastigheten Carl Gustav 5 bäst beror på byggnadens förutsättningar och vilka faktorer såsom exempelvis lönsamhet eller enkelhet som prioriteras.

Tabell 8 För och nackdelar förknippade med de olika inkopplingsätten mellan solvärme och fjärrvärme

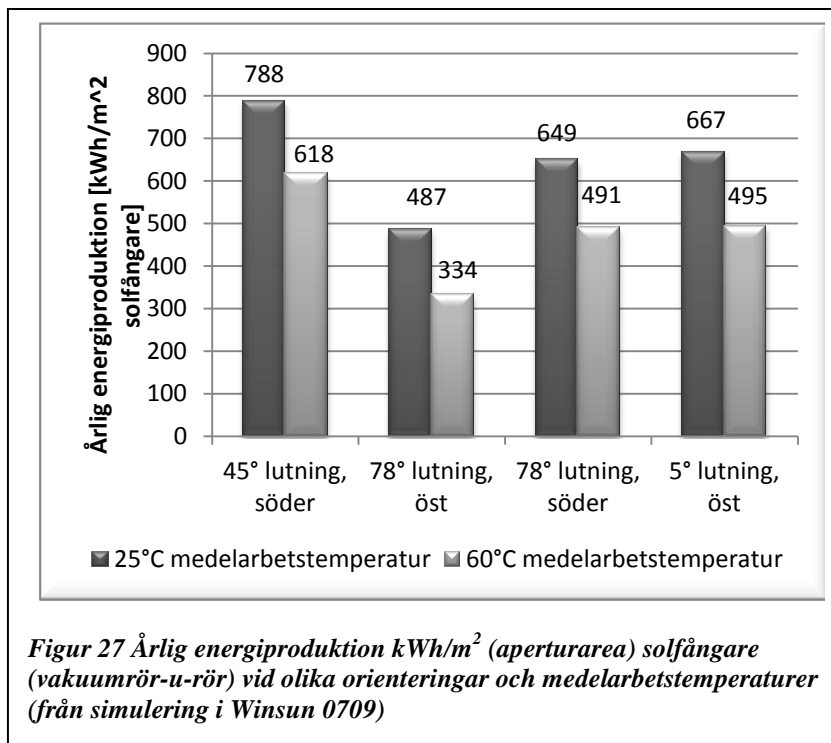
Primäranläggning (retur/fram)	Sekundäranläggning-Mini	Sekundäranläggning-Maxi
+ Relativt enkel installering med få komponenter	+ Relativt enkel installering med få komponenter	+ Relativt hög värmeproduktion
+ Billig investering per m ² installerad solfångare (Jonsson, 2006)	+ - Något dyrare investering än primäranläggning per m ² då solvärmeanläggningen är mindre men billigare än maximi (Jonsson, 2006)	+ Finns möjlighet att lagra solvärme som inte används för tillfället (Aquasol, u.d.)
+ Fjärrvärmenätets returtemperatur påverkas inte (därmed inte heller flödesavgiften) (Armaterc, 2007)	+ Hög värmeproduktion på grund av den låga arbetstemperaturen (Jonsson, 2006)	+ Säsongen för solvärme blir något längre på grund av den relativt låga arbetstemperaturen
+ Lättskött (Lennermo, 2007)	+Säsongen för solvärme blir längre på grund av den låga arbetstemperaturen (Björk & Fast, 2011)	- Krävs plats för värmelager
+ Om den är ansluten till att i första hand förse fastigheten med värme, kan man vid överskott sälja till fjärrvärmenätet.	- Vid förvärmning höjs returtemperaturen på fjärrvärmenätet (kan leda till flödesavgift) (Armaterc, 2007)	- Dyrare investering per m ² solfångare på grund av de fler komponenterna som behövs (Jonsson, 2006)
- Den höga arbetstemperaturen som krävs begränsar värmeproduktionen (Jonsson, 2006)	-Viktigt att inte överdimensionera då överskottet inte kan tas tillvara (Armaterc, 2007)	- Vid förvärmning höjs returtemperaturen på fjärrvärmenätet (kan leda till flödesavgift) (Armaterc, 2007)
-Säsongen för solvärme blir kortare på grund av den höga arbetstemperaturen (Björk & Fast, 2011)		

I rören där solvärmemediet transporteras sker värmeförluster trots isolering (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi, 2010), därför är det viktigt att minimera transportsträckan. På grund av att fjärrvärmecentralen är placerad i källaren på bostadsdelen av fastigheten (östra delen) beslöt det att bara undersöka installering av solfångare på bostadsdelens tak för att minimera rörlängden samt minska systemets komplexitet.

För Carl Gustav 5:s del har sekundärt-maximi uteslutits eftersom utrymmet där fjärrvärmecentralen befinner sig är starkt begränsat. Vill man samtidigt maximera solfångararean blir värmelagret snabbt för litet. Därtill blir systemet ofta mer komplext med ett värmelager. Istället har fokus lagts på primäranläggning (retur/fram) och sekundäranläggning-minimi. Ingen av dessa alternativ kräver en ackumulatortank men för sekundäranläggning-minimi kan eventuellt solfångararean överdimensioneras något och låta en ackumulatortank lagra värmeöverskottet som kan uppstå efter att solvärmens värmeväxlats mot kallvatten (för exempel se Figur 26).



Som beskrivits i avsnitt 5.1 består bostadsdelens tak av en relativt platt del ovanpå (5° lutning mot öst och väst) och en lutande del runt om (78° lutning). Större delen av det lutande taket är riktat mot öst och väst. För att göra en grov uppskattning hur värmeproduktionen från solfångaren skulle skilja sig mellan olika orienteringar och medelarbets temperaturer gjordes en simulering i programmet Winsun 0709, resultatet visas i Figur 27. Årsproduktionen vid 78° lutning, väst var nästan identisk med samma lutning fast åt öst, därför togs bara den ena riktningen med.



Arbetstemperaturen motsvarar medelvärdet av ingående och utgående temperatur från solfångaren. Arbetstemperaturen 60°C representerar en primär anläggning. Detta har uppskattats utifrån E.ONs uppgifter på framlednings- och returtemperaturer samt Sege Parks temperaturgivare för deras primär anläggning i Malmö. Returtemperaturen från Carl Gustav 5 är runt 35°C under sommardagarna och kravet på framledningstemperaturen som solvärmesystemet ska ge är minst 75°C. Sege Parks

temperaturgivare visade att utgående temperatur från deras solfångare, med samma krav på framledningstemperatur var runt 88 grader en dag i september (se appendix 15.6). Längden rör och därmed värmeförlusten skiljer sig såklart men för en grovre uppskattning gjordes antagandet att ingående temperatur i solfångaren var 35°C och utgående 85°C vilket gav en medelarbetstemperatur på 60°C. Kravet på framledningstemperatur ut i fjärrvärmenätet stiger avsevärt under vintern men eftersom värmebehovet i fastigheten samtidigt ökar betydligt kan man anta att den lilla mängd solvärme som produceras stannar inom fastigheten och därmed hålls kravet på 75°C konstant. På grund av det höga temperaturkravet valdes en vakuumrörsolfångare (u-rör). Enligt Figur 7 är årsutbytet lika stort för en vakuumrör som plan solfångare per m² byggarea vid 60°C arbetstemperatur men skulle en högre temperatur krävas, vilket är mer sannolikt än en lägre, är vakuumrör bättre.

25°C arbetstemperatur antas representera sekundäranläggning-minimi. Arbetstemperaturen varierar under dagen men den kommer hålla sig inom ett visst intervall där undre gränsen är temperatur på ingående kallvatten och övre gräns temperatur på varmvattnet (Jonsson, 2006). Uppvärmningen inkluderas inte eftersom behovet är väldigt lågt under sommaren. Om ingående kallvatten antas ha en temperatur på 10°C och varmvattnet en temperatur på 60°C blir medelarbetstemperaturen 35°C, dock fungerar detta system ofta som förvärmning vilket gör att en lägre temperatur, 25°C som medel under dagen antogs. Vid lägre arbetstemperatur är plan solfångare att föredra men för att kunna göra en rättvis jämförelse i Figur 27 användes genomgående samma solfångare (vakuumrör).

Som är tydligt i Figur 27 har orienteringen av solfångaren större betydelse på den årliga värmeproduktionen än medelarbetstemperaturen som hade valts. Bäst utbyte ges vid 45°lutning, riktad åt söder med en arbetstemperatur på 25°C. Vid en arbetstemperatur på 60°C försämrades produktionen något, men är fortfarande högre än produktionen från en solfångare som är lutad 78°, östlig riktning med en arbetstemperatur på 25°C. När en solfångare är riktad mot öst mottar den direkt solinstrålning under dagens första halva men är sedan skuggad under andra halvan. På liknande sätt får en solfångare riktad mot väst motta direkt solinstrålning endast under dagens andra halva. Under sommaren består Sveriges solinstrålning till större del av direkt solinstrålning (Sidén, 2007) vilket gör att mycket av energin inte kan tas tillvara om solfångaren är skuggad. Förutom riktningen är inte heller lutningen på 78° optimal om man önskar en hög årsproduktion, däremot är den bättre om man vill optimera utbytet under vintern när solen står lägre. Utbytet vid samma lutning men riktad åt söder istället med en medelarbetstemperatur på 25°C är något högre än utbytet för det optimala läget (45° lutning, riktad åt söder) men med en arbetstemperatur på 60°C. Det som talar emot den placeringen är att utrymmet för solfångare är starkt begränsat då största delen av det lutade taket är riktat mot öst och väst. Vad gäller montering av solfångare på östra och västra sidan av det lutande taket är det frågan om avståndet mellan botten av det lutande taket och sargen som byggs upp runtom räcker för att installatörer ska kunna utföra sitt jobb, och även för eventuellt underhållsarbete senare. Som det är nu är avståndet ca 67 cm, om detta visar sig vara för litet krävs en byggnadsställning runtom vilket kan bli dyrt. Solceller som är betydligt tunnare löper en mindre risk för att det ska krävas än de tjockare solfångarna. För att veta säkert behöver man dock sätta sig bättre in i skyddsregler vid arbete på tak.

Med detta som bakgrund valdes att bara placera solfångare på den platta delen av taket. Det var inte helt självklart eftersom även det alternativet förknippades med vissa nackdelar. För det första finns det många föremål utplacerade vilket både begränsar utrymmet och riskerar att skugga solfångarna. Dessutom finns det en risk enligt Joel Knutsson, teknisk förvaltare på Vasakronan att bygglov inte beviljas ovanpå taket då det höjer takets höjd. För att ta viss hänsyn till detta undersöktes både möjligheten att placera solfångarna platt på taket eller fristående montering med 30° lutning, riktad mot söder (detaljer om alternativen visas i Tabell 9). Det kan tilläggas att Malmö stadsbyggnadskontor har kontaktats för att få klarhet angående bygglov men fått till svar att riktlinjer saknas vilket gör det svårt att veta i förhand vad som är tillåtet.

Storleken på en modul varierar både mellan olika typer av solfångare och mellan samma typ men olika tillverkare. I listan över certifierade solfångare enligt Solar Key kan man se areor strax över 1 m² till över 10m² i extremfall (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, 2012). Vid utplacering av solfångare som är lutade 30° har vi antagit att bredden är 2 meter och höjden 1 meter, varje modul har alltså en byggarea på 2 m². Detta är nödvändigt för att kunna räkna ut avståndet mellan solfångarraderna. Den

relativt korta höjden är vald på grund av att minska utsattheten för vind, begränsa höjningen av taket och få plats med fler rader av solfångare. Det är viktigt att tillägga att ingen hänsyn har tagits till takets bärförmåga samt vindlaster vid utplacering. Skulle solvärme bli aktuellt är det därför viktigt att undersöka det närmare.

Tabell 9 Solfångarnas orientering för de olika alternativen

	Lutning	Väderstreck
Alternativ 1	30°	Söder
Alternativ 2	5°	Öst respektive väst

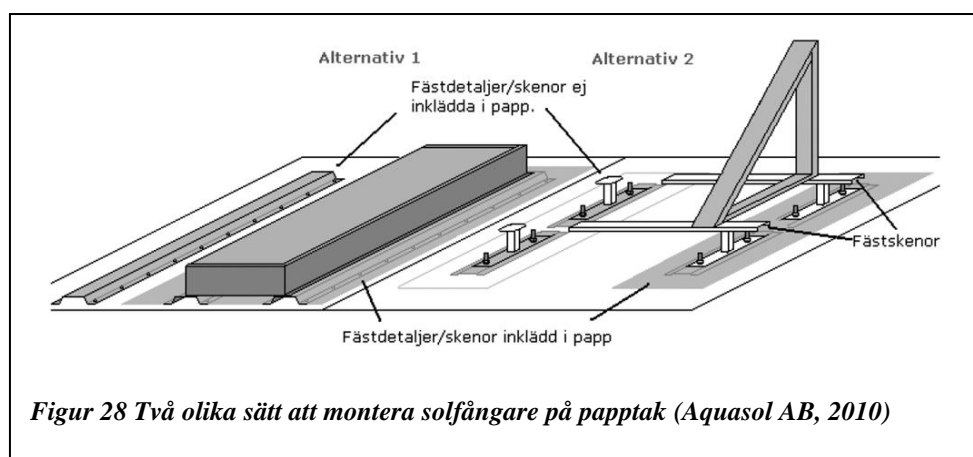
5.11.1 Alternativ 1: 30° lutning av solfångare

Vid montering på horisontella papptak är det mycket viktigt att ta hänsyn till tätheten så att det inte läcker in vatten efter att infästningar gjorts genom taket (Andrén, 2011). För att solfångarna ska kunna vara lutade 30° krävs ett stativ som håller upp dem. Denna typ av montering kallas fristående montering och då dessa utsätts för större vindlast än andra alternativ är det mycket viktigt att infästningen är ordentligt gjord (Sol och Energiteknik SE AB, 2012). Enligt Figur 28 (alternativ 2 i bilden) skruvas först en bottenplatta fast på det befintliga papptaket innan ett nytt lager papp läggs ovanpå plattan för täthetens skull. Därefter monteras fästskenor och bentrianglar för att öka lutningen på solfångarna. Då taket har svag lutning (5°) behöver man använda en infästning som är anpassad för det (Aquasol AB, 2010).

En lutning på 45° nämns ofta som optimal i Sverige men i detta fall valdes 30° lutning på solfångaren, framförallt med tanke på områdets utsatthet för vind men också för att minimera skugglängden mellan solfångarrader. Som ses i Figur 28 skiljer inte sig årsutbytet nämnvärt mellan 30° och 45° lutning. Vid jämförelse under året ger 30° lutning lite större sommarproduktion medan 45° lutning ger något större vinterproduktion.

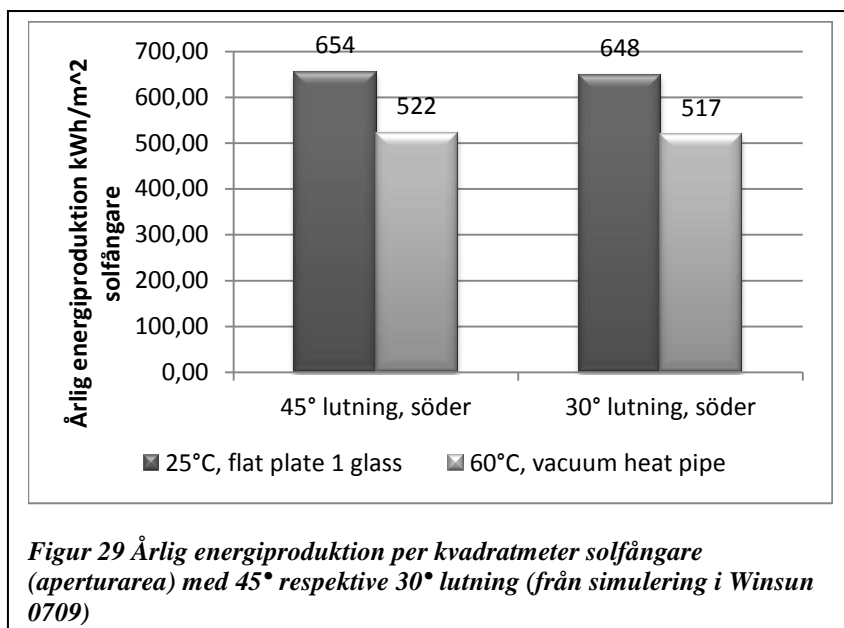
Som nämnts tidigare är byggstorleken på solfångaren vald till 1 meter på höjden och 2 meter på bredden. Då modulerna ska placeras ut vill man maximera antalet samtidigt som man vill undvika skuggning. Skugga

på en solfångare kan komma från föremål på taket eller från en solfångare som är placerad framför. För att veta vilket avstånd som är lämpligt mellan solfångarraderna samt till andra föremål rekommenderas



Figur 28 Två olika sätt att montera solfångare på papptak (Aquasol AB, 2010)

det att räkna ut skugglängden. Vid beräkning antas takets lutning vara 0° från det horisontella eftersom infästningen troligen kan anpassas till det trots att taket sluttar 5° åt öst respektive väst utifrån mitten.

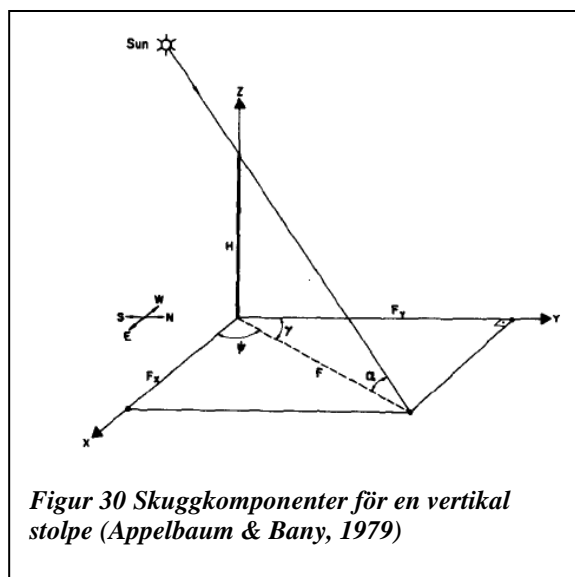


5.11.1.1 Beräkning av skugglängd

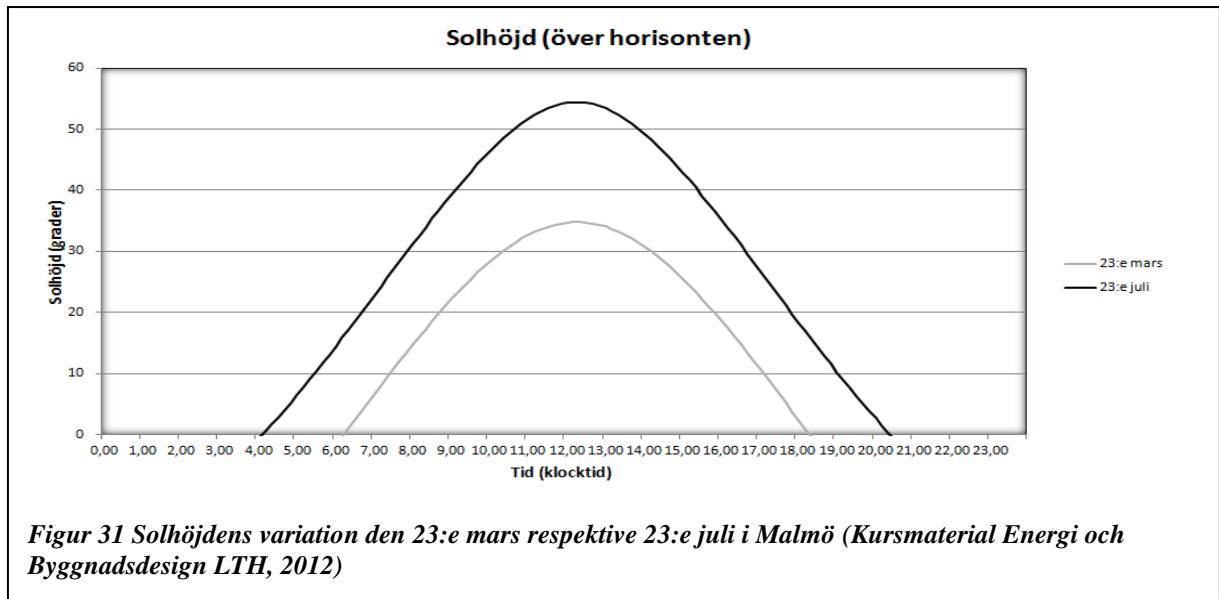
5.11.1.1.1 Mellan vertikalt föremål och solfångare

Skugglängden mellan ett vertikalt föremål (exempelvis en mast) och solfångaren beror på det vertikala föremålets höjd och solhöjden (solazimuten påverkar skuggans riktning). I Figur 30 representerar F skugglängden, H är det vertikala föremålets höjd, α är solhöjden och γ är solazimuten. Skugglängden motsvarar det önskade avståndet mellan föremålet och solfångaren.

Beroende på vilken årstid det är varierar solens bana över himmelen och därmed skuggans förflyttning. Under sommaren är skuggan större delen av dagen norr om föremålet men vid soluppgång och solnedgång är den i sydväst respektive sydöst (på grund av att solen går upp i nordöst och ner i nordväst). Under vintern är skuggan längre och alltid i nordlig riktning (solen går upp i sydöst vilket ger en skugga i nordväst och ner i sydväst-skugga i nordöst) (Appelbaum & Bany, 1979; SMHI, 2009). Det innebär att det är framförallt solfångare placerade norr om föremål som riskerar att skuggas.



Solhöjden beror på latituden och den varierar både under dagen och mellan dagar (se Figur 31). Ju lägre solhöjden är desto längre blir skuggan ifrån ett föremål. Det innebär att ju lägre solhöjd man räknar med desto längre blir avståndet som solfångaren placeras från föremålet och därmed minskar skuggan på solfångaren. Samtidigt är utrymmet för solfångarna begränsat vilket gör att man kan behöva välja en högre solhöjd.

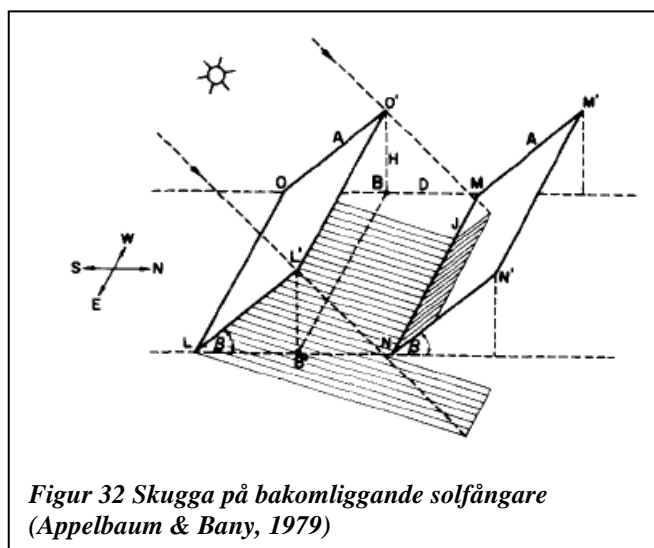


Det är alltså inte helt självklart vilken solhöjd som ska väljas för att räkna ut lämplig avstånd. Efter konsultation med Gunnar Lennermo, energikonsult med specialisering på solvärme, valdes en solhöjd på 35 grader när solen står rakt i söder (solazimut=0°) (Lennermo, 2012D). Det innebär att solfångaren är skuggfri vid solhöjd på 35° eller högre. Därefter är det bara att använda den trigonometriska formeln $F=H/\tan(\alpha)$ för att få fram skugglängden (se Figur 30) (Appelbaum & Bany, 1979). Exempelvis om höjden på det vertikala föremålet är 7 meter blir skugglängden $7/(\tan(35^\circ))$ det vill säga 10 meter. Det innebär att skuggan kommer kastas 10 meter åt norr från föremålet eftersom solazimuten är noll.

I Figur 36 och Figur 35 visas placeringen av solfångare på bostadsdelens tak. I så stor mån som möjligt har hänsyn tagits till skugglängder från uppstickande föremål såsom master och boxar men solfångarna i mitten, mellan de två masterna är närmre södra masten än rekommenderat. Detta beror på att när installationen genomförs är det önskvärt att samtidigt maximera solfångararean för att sänka investeringskostnaden per m². Under vissa perioder skuggas solfångarna delvis vilket får till följd att värmeproduktionen från dem är lägre. I avsnitt 7.6 genomförs en känslighetsanalys där utbytet minskas för att uppskatta effekterna av skuggning och värmeförluster. Den totala solfångarean blir i detta alternativ 72 m².

5.11.1.1.2 Mellan solfångarrader

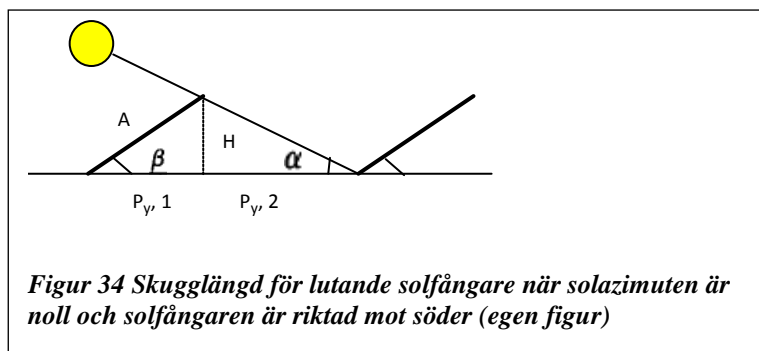
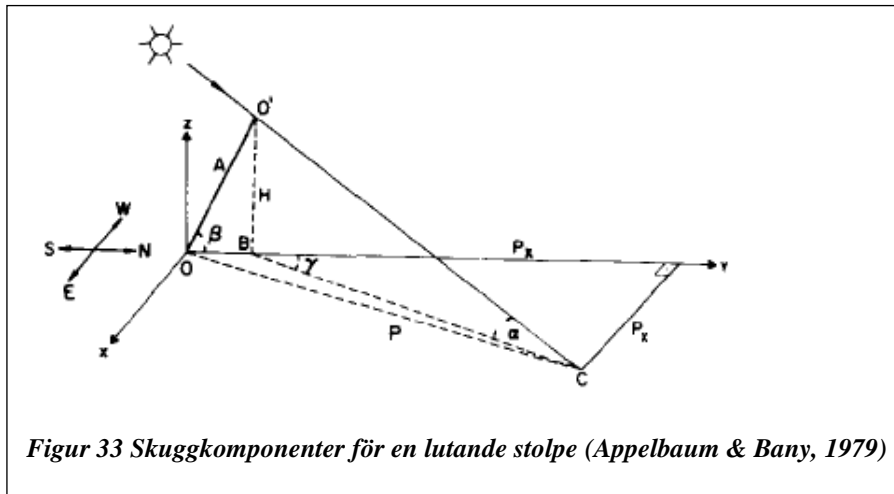
Det är inte bara vertikala föremål på taket som kan skugga solfångarna utan även framförvarande solfångare vid fristående montering (se Figur 32). Det är därför viktigt att även här räkna ut



skugglängden från en solfångare och på det sättet avgöra ett lämpligt avstånd mellan solfångarraderna. Skuggan som faller på bakomliggande solfångare beror på höjden på solfångarmodulen, dess lutning och riktning, solhöjden och solazimuten (det vill säga platsens latitud). Enligt American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) ska man använda solhöjden vid den 21 december runt tio för att undvika skuggning mellan raderna vid vintersolstånd mellan 10.00 till 14.00 (Marken & Woodruff, 2012). För Malmös fall resulterar det i en solhöjd på runt 8 grader (Kursmaterial Energi och Byggnadsdesign LTH, 2012). Detta kräver ett alldeles för långt avstånd mellan

solfångarraderna, därför valdes liksom i fallet med vertikala föremål solhöjden 35° och solazimut 0° . Förutom Gunnar Lennermo använder även Effecta AB skuggningsvinklar (solhöjdsvinklar) mellan 25° - 35° för att räkna ut radavstånd i deras solvärmesystem (Effecta AB, 2012).

Man kan tänka sig solfångaren som en lutande stolpe. I Figur 33 representerar P skugglängden, A är solfångarens höjd, β är solfångarens lutning, α är solhöjden och γ är solazimuten. Om solen står rakt i söder är solazimuten noll och skugglängden är densamma som P_y , skuggan är riktad rakt mot norr. Det är möjligt att som i Figur 34 dela in skuggsträckan i två delar: $P_{y,1}$ och $P_{y,2}$.



Med hjälp av Figur 34 och trigonometri kan man utläsa sambanden:

$$\cos\beta * A = P_{y,1} \quad (5:6)$$

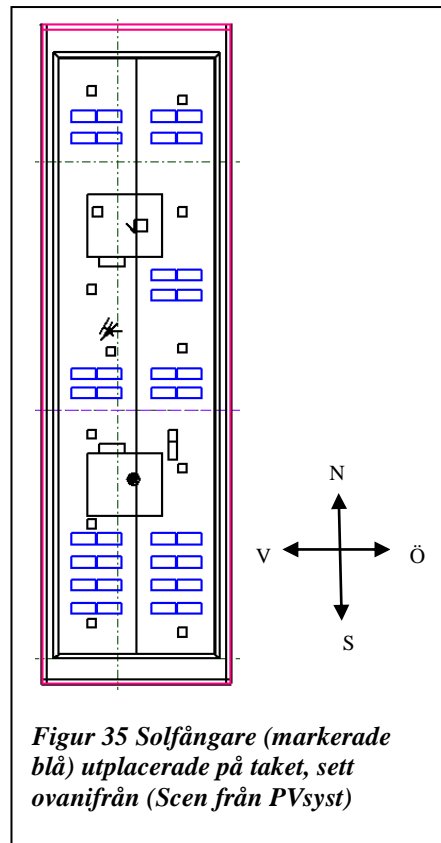
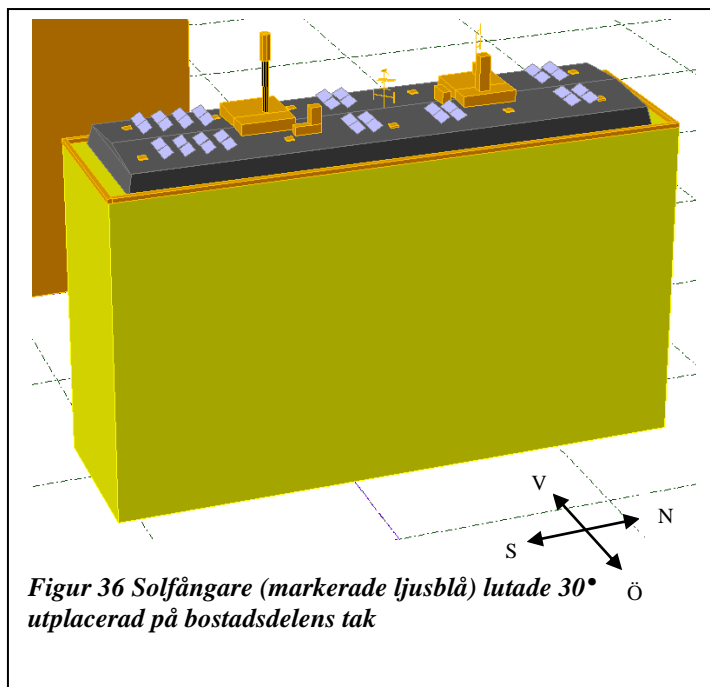
$$\sin\beta * A = H \quad (5:7)$$

$$\frac{H}{\tan\alpha} = P_{y,2} \quad (5:8)$$

$$P_{y,1} + P_{y,2} = P_y \quad (5:9)$$

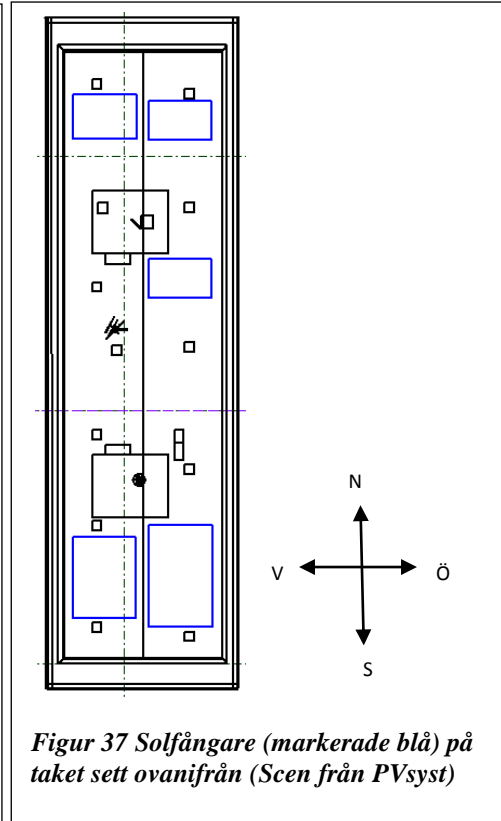
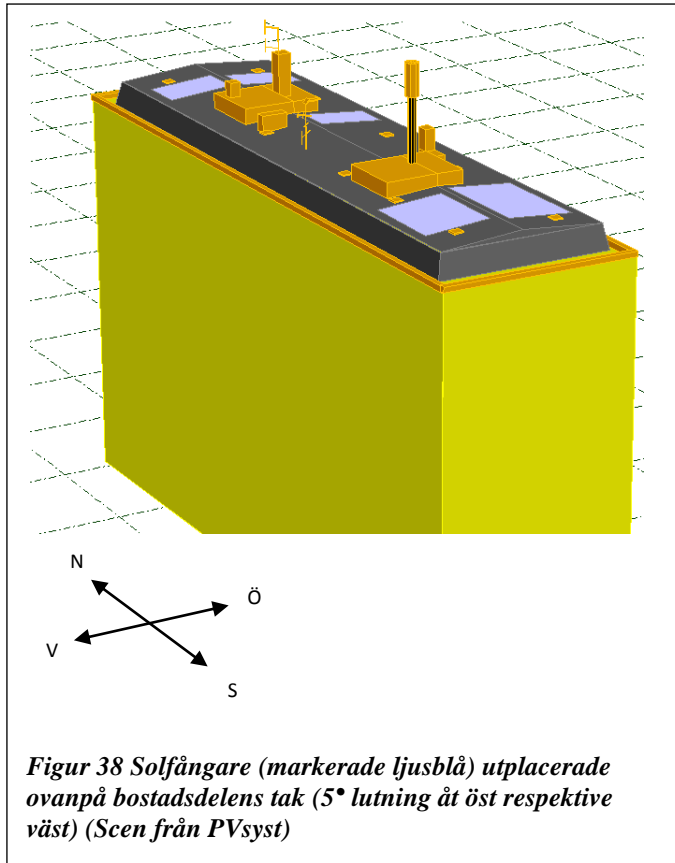
Med $\alpha = 35^\circ$, $\beta = 30^\circ$, $A = 1$ meter blir $P_y = 1,58$ meter.

I Figur 36 och Figur 35 visas som bekant placeringen av solfångarna. Det minsta avståndet mellan raderna är satt till 1,58 meter enligt beräkningarna ovan. Solfångarraderna i södra ändan samt norra ändan av taket har lite längre avstånd emellan på grund av att ytan var för liten för ytterligare en rad men tillräckligt stor för att öka avståndet något.

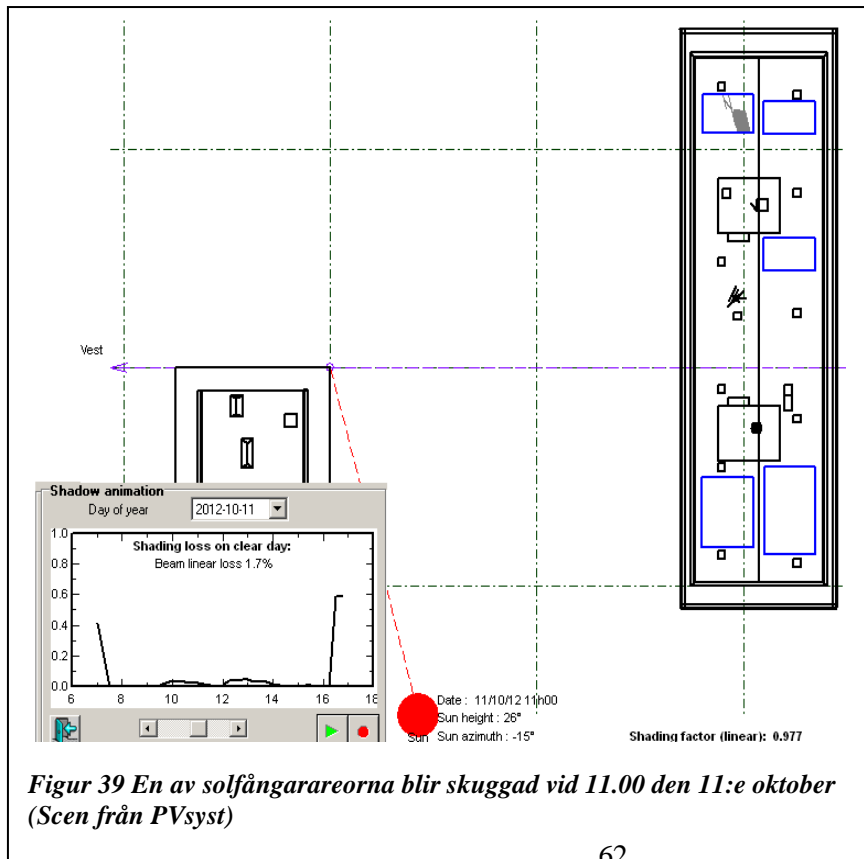


5.11.2 Alternativ 2: 5° lutning av solfångare (utanpåliggande)

Figur 28 visar hur monteringen av utanpåliggande solfångare kan se ut. I figuren har tre fästskenor skruvats fast i taket innan solfångaren sätts ovanpå men antalet fästskenor och storlek varierar beroende på solfångarens storlek. Det är viktigt att fästskenor övertäcks med papp efter att de har skruvats fast i taket för att undvika läckage (Aquasol AB, 2010). I Figur 38 och Figur 37 visas placeringen av solfångare på bostadsdelens tak. När solfångarna ligger ner blir det ingen skugga emellan modulerna som i alternativ 1. Det innebär att endast skugga från andra föremål på taket tas i beaktning. En annan skillnad är att solfångararean inte är baserad på en särskild modulstorlek utan representerar snarare tillgängligt utrymme. Den totala solfångararean är 119,5 m², varvid 49,5 m² är lutad åt väst och 70 m² åt öst.



I Figur 39 visas ett exempel när solfångararean i norra änden av taket, riktad mot väster, blir skuggad av en av masterna. Solfångarna i södra änden av taket utsätts för minst skuggning under året.



5.11.3 Metod och antaganden inför simuleringen

Utrymmet för solfångare ovanpå bostadsdelens tak uppskattades som nämnts ovan till 72 m² för alternativ 1 (med hänseende till montering och modulstorlek) och 119,5 m² för alternativ 2. Väljs primärinkoppling mellan solvärme och fjärrvärme är detta en lämplig area eftersom eventuellt överskott kan säljas till fjärrvärmenätet. Föredrar man däremot sekundäranläggning-mini blir solfångararean betydligt mindre. I detta fall är det viktigt att inte överdimensionera eftersom överskott bara resulterar i värmeförlust och sämre lönsamhet (Jonsson, 2006). Det är upp till Vasakronan att bestämma vilket inkopplingsätt som är mest intressant utifrån deras kriterier, sekundärinkoppling-mini är exempelvis troligen mer lönsamt medan primärinkoppling antagligen är bättre ur marknadsföringssynpunkt. Störst fokus kommer läggas på primärkoppling men till viss del tas sekundärkoppling-mini också upp. Programmet Winsun 0709 har använts för att simulera värmeproduktionen från solfångaren. Winsun 0709 används framförallt i utbildningssyfte och är ett TRNSYS baserat Trnsed program. Observera att värmeförlust i rör och eventuellt värmeväxlare inte inkluderas vilket skulle påverka utbytet negativt. Viss hänsyn har dock tagits till det vid beräkning av medelarbetstemperaturen som i programmet antas vara konstant. Då det sedan tidigare fanns klimatdata inlagd för Lund har den använts eftersom det inte är någon större skillnad jämfört med Malmö. Albedot är liksom vid simulering av solcellssystem satt till 0,2. Till sist är det viktigt att notera att när utrymmet för solfångare på taket uppskattades uttrycktes det som byggarea. Vid simulering i Winsun 0709 är det istället utbytet per aperturarean som anges. Vid jämförelse mellan system är byggarea att föredra, därmed behöver man räkna om utbytet från Winsun 0709 till uttryckt i per byggarea. För en vakuumsolfångare utan reflektorer är byggarean mellan 20 till 80 procent större än referensarean. Skillnaden för en plan solfångare är mindre, mellan 8 till 15 procent större byggarea (Larsson, 2011) (SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, 2012). Enligt Bengt Perers, skaparen av Winsun, är de valda solfångarna i programmet effektiva och en byggarea som är 25 % större för vakuumsolfångaren och 10 % större för den plana solfångaren har därför valts (Perers, 2013). Till sist antas solfångarmodulerna vara parallellkopplade med varandra vid simulering eftersom arbetstemperaturen och därmed utbytet hade varierat mellan solfångarmodulerna om de varit seriekopplade. De fyra fallen som kommer undersökas framgår i Tabell 10.

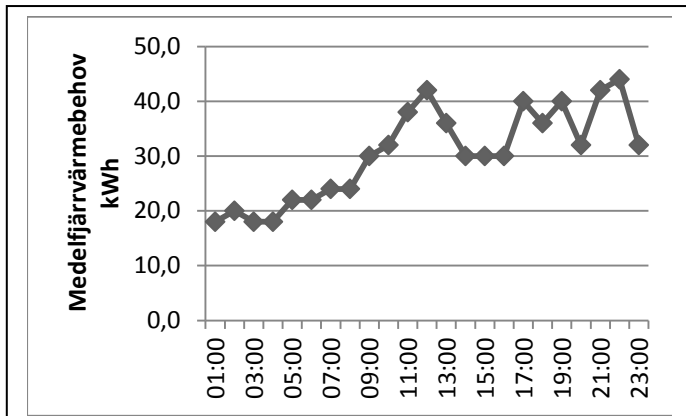
Tabell 10 Fallen som kommer undersökas

	Solfångare	Lutning	Väderstreck
Primäranläggning-alternativ 1	Vakuumsolfångare (u-rör)	30°	Söder
Primäranläggning-alternativ 2	Vakuumsolfångare (u-rör)	5°	Öst och väst
Sekundäranläggning-mini-alternativ 1	Plan solfångare (1 glas)	30°	Söder
Sekundäranläggning-mini-alternativ 2	Plan solfångare (1 glas)	5°	Öst och väst

5.11.3.1 Sekundärinkoppling-mini

Vid sekundärinkoppling-mini försörjer solvärmesystemet fastighetens varmvattencirkulation och tappvarmvattenbehov under en solig sommardag. Solvärmesystemet dimensioneras för att tillgodose effektbehovet när det är lågt samtidigt som effekten från solfångaren (det vill säga solinstålningen) är hög. Det kan vara som i detta fall en solig söndag mitt på dagen då effektbehovet är lägre än under resten av veckan. På det sättet undviker man att överdimensionera solfångararean. Istället används fjärrvärme för att täcka resten av behovet. Med hjälp av fastighetens fjärrvärmebehov och effekten från solfångaren under juli månad är det därmed möjligt att fastställa en lämplig solfångararea.

I Figur 42 presenteras fjärrvärmeförbrukningen i kWh under olika timmar under ett dygn. Vid exempelvis 12:00 är energiförbrukningen 42 kWh vilket innebär att medeffekten mellan 11:00 till 12:00 är 42 kW. Under juli månad används fjärrvärmen framförallt till varmvattencirkulation och tappvarmvatten medan uppvärmningsbehovet är litet. Värdena i figuren motsvarar medelvärden av alla söndagar i juli 2012.

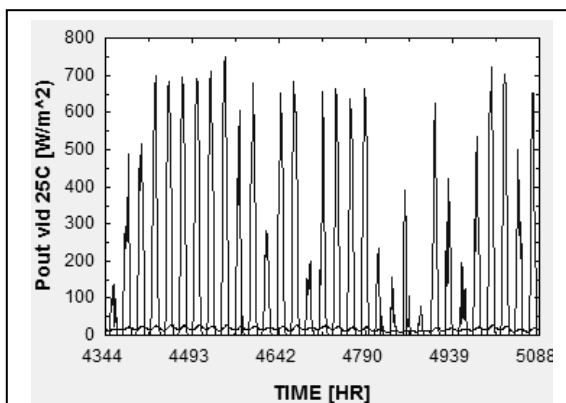


Figur 42 Carl Gustav 5:s fjärrvärmeanvändning under en genomsnittlig söndag i juli 2012 (Vasakronan, 2012)

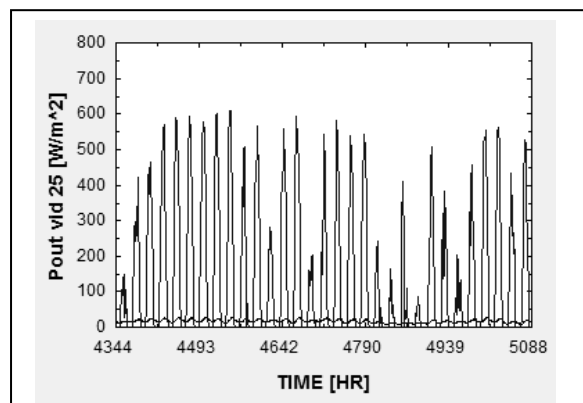
I simuleringsprogrammet Winsun 0709 är det möjligt att undersöka hur effekten ut från solfångaren varierar under juli månad. Resultatet för en plan solfångare (1 glas), lutad 30° och riktad åt söder, med en arbetstemperatur på 25°C (alternativ 1) visas i Figur 40. Effekten är som högst mitt på dagen med ett maximum runt 700 W/m² (aperturarea) solfångare. För att kunna jämföra systemen används istället effekt per byggarea vilket innebär att maximum istället blir 636 W/m² (byggarea) solfångare eftersom byggarean är 10 % större ((700 W/m²) / 1,1 m² byggarea/m² aperturarea). Resultatet för alternativ 2, det vill säga likadan solfångare och

arbetstemperatur men lutad 5° och riktad åt öst har istället ett maximum runt 600 W/m² (aperturarea) solfångare mitt på dagen (se Figur 41). Vilket uttryckt i byggarea blir 545 W/m² (byggarea) solfångare ((600 W/m²) / 1,1 m² byggarea/m² aperturarea). Vid samma tidpunkt är effektbehovet i fastigheten runt 36 kW (se Figur 42). Det innebär att för alternativ 1 krävs en solfångararea på 56,6 m² (byggarea) för att tillgodose fastighetens effektbehov vid sekundärkoppling-mini (36 kW/(0,636 kW/m² solfångare)). För alternativ 2 blir motsvarande solfångararea 66 m² (36 kW/(0,545 kW/m²)). För att undvika skuggning från andra föremål på taket rekommenderas det att i första hand placera solfångarna i södra änden av bostadsdelen och därefter i norra änden av bostadsdelen. Till simuleringen valdes en plan solfångare med ett täckglas som i jämförelse med två glas hade en högre årsproduktion. Önskar man dock att öka utbytet under vintern eller höja arbetstemperaturen kan en plan solfångare med två glas vara lämpligare.

Visar sig denna typ av inkoppling intressant rekommenderas det dock att göra en noggrannare undersökning. Dessutom kan det vara värt att öka solfångararean något och använda ackumulatortankar för att ta hand om värmeöverskott.



Figur 40 Effekt ut från 1 m² plan solfångare, lutad 30 grader och riktad mot söder under juli månad (från simulering i Winsun 0709)



Figur 41 Effekt ut från 1 m² plan solfångare, lutad 5 grader och riktad mot öst under juli månad (från simulering i Winsun 0709)

5.11.3.2 Primärkoppling

I detta fall har solvärmesystemet dimensioneras efter tillgänglig takarea, utan hänsyn till takets bärformåga. Det är önskvärt att maximera solfångararean för att ersätta så mycket fjärrvärme som möjligt och få en lägre investeringskostnad för solvärmesystemet per m² solfångare, samtidigt som förluster i form av skuggning ska undvikas i största mån. I avsnitt 5.11.1 och 5.11.2 uppskattades

maximal solfångararea ovanpå bostadsdelens tak till 72 m² för alternativ 1 och 119,5 m² för alternativ 2.

Inkopplingsprincipen (se inkopplingsbild i appendix 15.5) är sådan att ett delflöde från returledningen (fjärrvärme) pumpas till solvärmecentralen där det värms upp av solvärmesystemets medium. Understiger produktionen konsumtionen i fastigheten kommer detta flöde sedan blandas med fjärrvärmenätets framledning och via fjärrvärmecentralen användas inom fastigheten. Överstiger däremot solvärmeproduktionen konsumtionen kommer överskottet efter att fastighetens behov har tillgodosetts att skickas ut på fjärrvärmenätets framledning och användas av närliggande fastigheter. Detta sköts automatiskt utan att man själv behöver reglera (Rosén, 2012C). En produktionsmätare och konsumtionsmätare används för att mäta produktion respektive konsumtion beroende på flödets riktning.

Utifrån kravet på framledningstemperatur och returtemperaturen (fjärrvärmesidan av värmeväxlaren) från Carl Gustav 5 tillsammans med uppgifter från Sege Parks solvärmeanläggningar kan en månadsvis arbetstemperatur fastställas. I Tabell 11 visas medelreturtemperaturen för Carl Gustav 5 under året. De månadsvisa temperaturerna som syns i tabellen utgör ett medelvärde av alla dagar i månaden mellan 9-15:00. Undantaget är december vars medelvärde baseras på temperaturer till och med den 18:e december, inte hela månaden vill säga. I förhållande till medeltemperaturen i hela fjärrvärmenätets returledning är returtemperaturen från Carl Gustav 5 låg under sommaren.

Tabell 11 Returtemperatur från Carl Gustav 5 för olika månader (egen tabell baserad på värden från (Elbing, 2012D))

Månad	Medelreturtemperatur [°C]
Januari	38,0
Februari	42,4
Mars	35,9
April	32,7
Maj	31,9
Juni	29,0
Juli	31,3
Augusti	30,6
September	27,8
Oktober	30,1
November	33,2
December	40,6

Kravet på framledningstemperaturen som solvärmesystemet ska ge är minst 75°C enligt E.ONs bestämmelser (Rosén, 2012C). Kravet på framledningstemperatur ut i fjärrvärmenätet stiger avsevärt under vintern men eftersom värmebehovet i fastigheten samtidigt ökar betydligt kan man anta att den lilla mängd solvärme som produceras stannar inom fastigheten och därmed hålls kravet på 75°C konstant. I Sege Park i Malmö finns en solvärmeanläggning som är primärinkopplad och som har samma temperaturkrav på framledningen. I deras anläggning finns både solfångare som ligger ovanpå ett lutande tak och som monterats fristående med lutning på ett platt tak. Enligt deras temperaturgivare var temperaturen utgående från solfångarna runt 85°C när värme levererades till fjärrvärmenätet en dag i september 2012 (se appendix 15.6). Rörets längd mellan solfångare och värmeväxlare kan uppskattas till 50 meter (enkel riktning)(Ververidis, 2012). För Carl Gustav 5:s del kan rörlängden troligtvis uppskattas till något liknande med tanke på höjdskillnaden mellan taket och källaren. Med det som bakgrund antogs därför utgående temperatur från solfångarna på Carl Gustav 5 till 85°C året

runt. Det är dock viktigt att vara medveten om att det inte bara är rörlängden som avgör vilken temperatur som krävs ut från solfångaren för att få lämplig temperatur på framledningen, utan även rörets och värmeväxlarens egenskaper, temperaturen på fjärrvärmereturledningen, flöde med mera. Nedanstående ekvation visar hur medelarbetstemperaturen som används i simuleringsprogrammet Winsun 0709 beräknas:

$$\text{Medelarbetstemperatur} = \frac{\text{ingående temperatur till solfångarna} + \text{utgående temperatur från solfångarna}}{2} \quad (5:10)$$

Ingående temperatur till solfångarna kan bestämmas utifrån temperaturerna på returledningen i Tabell 11. I Sege Park är skillnaden mellan returtemperaturen (ingående i värmeväxlaren på fjärrvärmesidan) och utgående från värmeväxlaren på solvärmesidan i genomsnitt 5°C under septemberdagen (se appendix 15.6). Samma skillnad har antagits i Carl Gustav 5, därför adderas temperaturerna i Tabell 11 med 5°C för att få ingångstemperaturen. En viss temperaturförlust från värmeväxlaren upp till

inloppet av solfångarna förekommer men försummas i detta fall då temperaturerna är relativt låga och därmed även värmeförlusterna.

Tabell 12 Medelarbetsstemperatur för primäranläggning på Carl Gustav 5

Månad	Medelarbetsstemperatur °C
Januari	64,0
Februari	66,2
Mars	63,0
April	61,4
Maj	61,0
Juni	59,5
Juli	60,7
Augusti	60,3
September	58,9
Oktober	60,1
November	61,6
December	65,3

Utgående temperatur hålls konstant på 85°C. De uppskattade medelarbetsstemperaturerna för varje månad finns i Tabell 12. Med hjälp av dem kan en simulering i Winsun 0709 göras för att undersöka solfångarnas utbyte. I programmet är det möjligt att simulera utifrån en specifik solfångare men i detta fall har värden som redan finns i programmet använts. På grund av den höga arbetsstemperaturen användes vakuumrörsolfångare i simuleringen. Troligen går det lika bra med en effektiv plan solfångare enligt Figur 7. På grund av den låga lutningen, 5° i alternativ 2, används u-rörsvarianten eftersom heatpipevarianten oftast kräver en minsta lutning på 15° (se avsnitt 3.3.1.2.1).

Avtal med E.ON för primärinkoppling

Carl Gustav 5 får sin värme från E.ONs fjärrvärmenät. E.ON ställer sig positiv till att konsumenter producerar sin egen energi från solen och erbjuder både hjälp med leverans och installation. E.ON föredrar att solvärmesystemet primärinkopplas till fjärrvärmenätet (retur/fram) framför sekundärinkoppling. Det starkaste skälet är att medelavkylningen försämras med sekundärinkoppling (ger en högre returtemperatur). Detta är inte bara negativt för fjärrvärmeleverantören utan kan även reducera vinsten för kunden genom att flödesdelen av fjärrvärmepriset ökar. I extrema fall kan flödesdelen uppväga minskningen i energidelen så att kunden får betala för att få ut solenergin på nätet. I fallet med primärinkoppling får man alltid betalt (Rosén, 2012A). Sett ur en teknisk synvinkel var även personer som Jan-Olof Dalenbäck, professor i Building Services Engineering, med stor erfarenhet av solvärmeprojekt positiv till primärinkoppling (Dalenbäck, 2012B). E.ON kan däremot inte hindra kunden från att koppla sekundärt. Det enda kravet som E.ON ställer på primärinkopplingen förutom att delarna som är i direktkontakt med fjärrvärmenätet ska kontrolleras av säkerhetsskäl är att framtemperaturen vid export ut på nätet måste hålla 75°C. Det kan dock sänkas lite beroende på vilken temperatur närliggande fastigheters kräver. En möjlighet att öka värmeutbytet från solfångarna är att sänka temperaturkravet när värmen används inom fastigheten (produktionen är mindre än konsumtionen). Å andra sidan gör det också systemet mer komplicerat (Rosén, 2012C).

Enligt E.ONs avtal med solvärmeproducenter som är primärinkopplade till fjärrvärmenätet får all producerad solfångarvärme som direktanvänds i fastigheten det fulla kostnadsvärdet för fastigheten. Bli det ett överskott kommer den exporterade värmen ut på nätet ske till en intäkt för fastighetsägaren motsvarande energidelen i den rörliga prismodellen, se Tabell 25 eller Tabell 13 (Rosén, 2012B). Vidare kan utläsas att energipriset varierar över året med lägst pris under sommarmånaderna.

Tabell 13 E.ONs energipris för 2012 (E.ON Försäljning Sverige AB, u.d.)

Energipris december-mars	54,49 öre/kWh
Energipris april-maj, oktober-november	36,12 öre/kWh
Energipris juni-september	15,72 öre/kWh

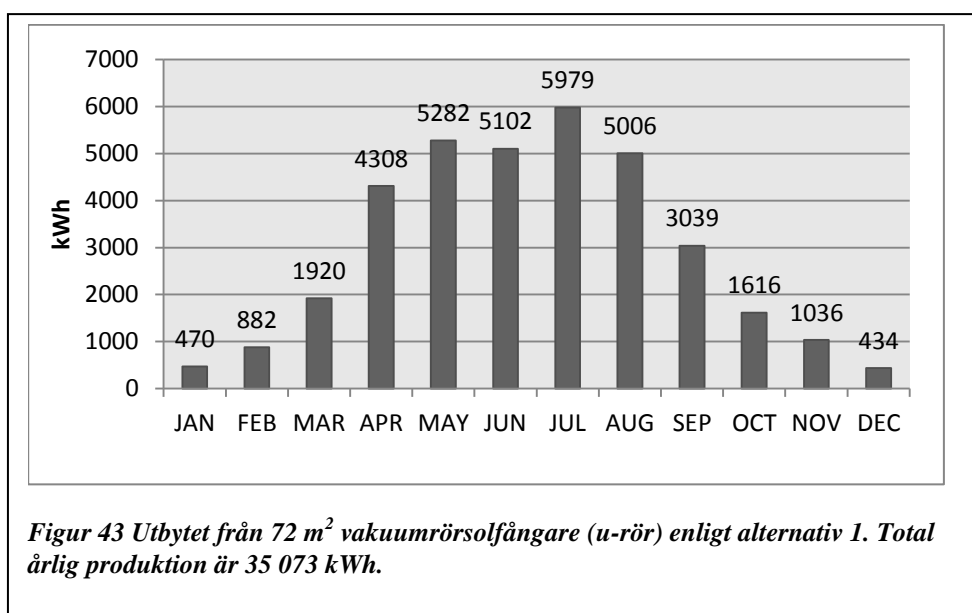
5.12 Resultat

Nedan visas resultatet av simuleringarna i programmet Winsun 0709.

5.12.1 Primärinkoppling

5.12.1.1 Alternativ 1

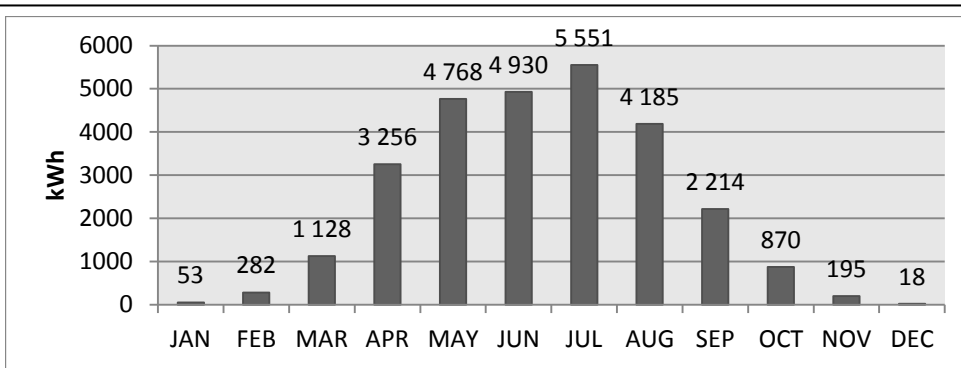
Figur 43 illustrerar värmeproduktionen från 72 m² (byggarea) vakuumsolfångare (u-rör) lutade 30° och riktade mot söder med en arbetstemperatur enligt Tabell 12. Då Winsun 0709 beräknar utbytet per m² aperturarea är den totala aperturarea satt till 57,6 m² eftersom byggarean antogs vara 25 % större än aperturarea för vakuumsolfångare. Som väntat är produktionen som störst under sommaren när solinstrålningen är hög. I simuleringssystemet PVsyst som har använts till solcellssystemet är det möjligt att undersöka skuggningens påverkan på solinstrålningen. Enligt programmet blir den årliga solinstrålningen på solfångarna 5 % mindre på grund av linjära skuggförluster (från master mm). Antar man att 5 % mindre solinstrålning motsvarar 5 % mindre energiproduktion från solfångarna blir årsproduktionen istället 33 319 kWh (35 073*0,95).



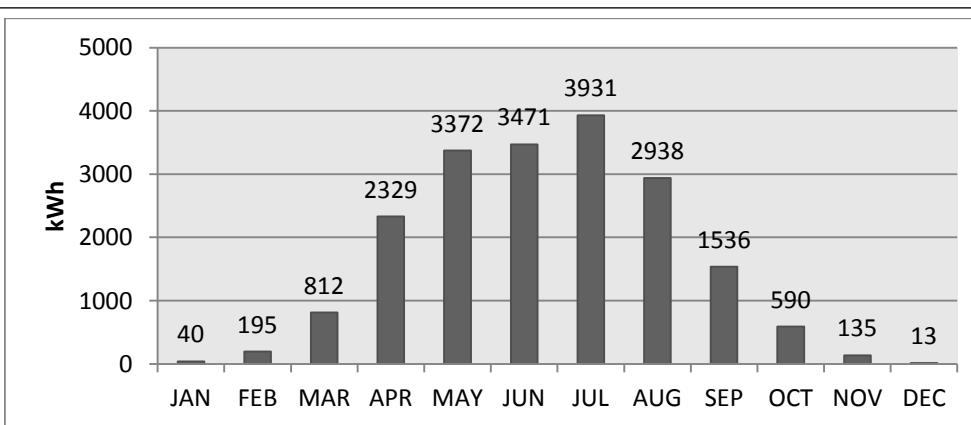
5.12.1.2 Alternativ 2

Figur 44 illustrerar värmeproduktionen från 70 m² (byggarea) det vill säga 56 m² uttryckt i aperturarea vakuumsolfångare (u-rör) lutade 5° och riktade mot öst med en arbetstemperatur enligt Tabell 12. Figur 45 visar värmeproduktionen från 49,5 m² (byggarea) det vill säga 39,6 m² uttryckt i aperturarea vakuumsolfångare som lutar 5° men riktade mot väst istället.

Enligt PVsyst skuggningsstudie minskar årliga solinstrålningen med 1,3 % för solfångare riktade mot öst och 1,2 % för solfångarna i väst på grund av skuggning från föremålen på taket. Det innebär att årsproduktionen i Figur 44 istället blir 27 094 kWh (27 451*0,987) och 19 128 kWh (19 360*0,988) i Figur 45 med samma antagande som i 5.12.1.1.



Figur 44 Utbytet från 70 m² vakuumrörsolfångare (u-rör) enligt alternativ 2 (öst). Total årlig produktion är 27 451 kWh.

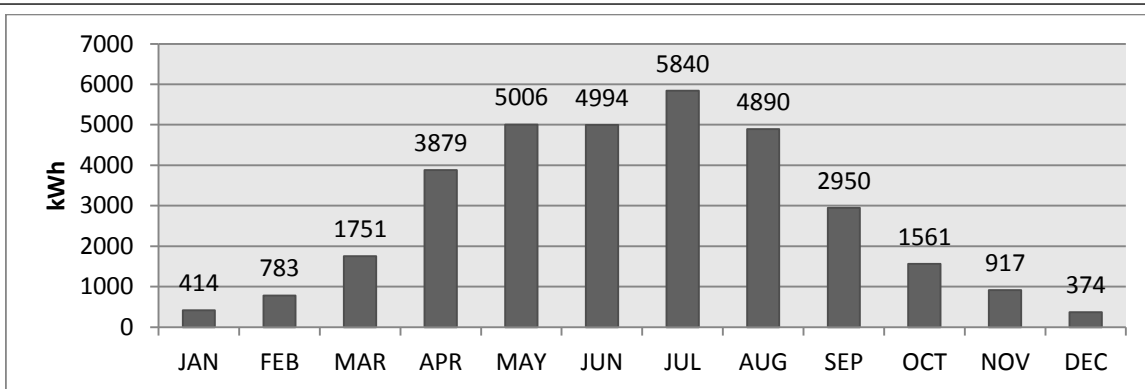


Figur 45 Utbytet från 49,5 m² vakuumrörsolfångare (u-rör) enligt alternativ 2 (väst). Total årlig produktion är 19 360 kWh.

5.12.2 Sekundärinkoppling-mini

5.12.2.1 Alternativ 1

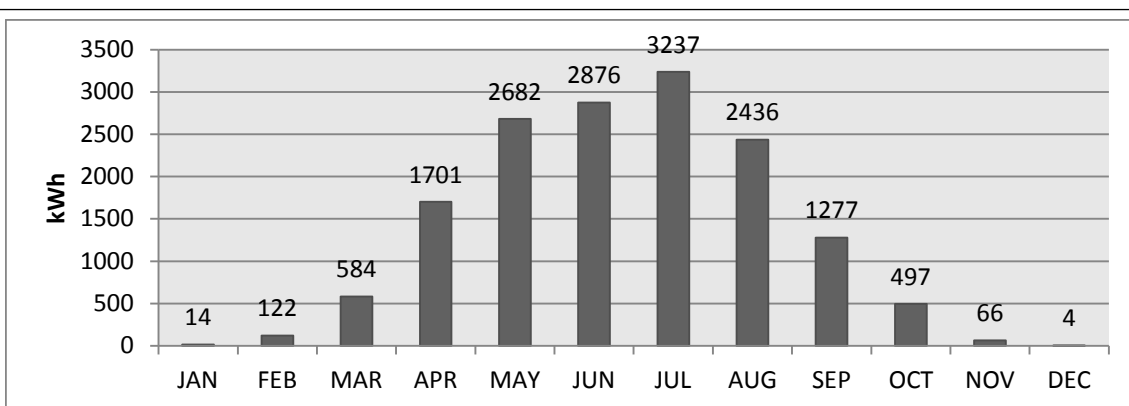
I Figur 46 presenteras energiproduktionen från 56,6 m² plana solfångare lutade 30° och riktade mot söder med en arbetstemperatur på 25°C. Då Winsun 0709 som tidigare nämnts beräknar utbytet per m² aperturarean är den totala aperturarean satt till 51,45 m² eftersom byggarean antogs vara 10 % större än aperturarean för plana solfångare. Till skillnad från primäranläggning som är större negligeras skuggningsförlusterna för sekundäranläggning-mini då det är lättare att optimera placeringen.



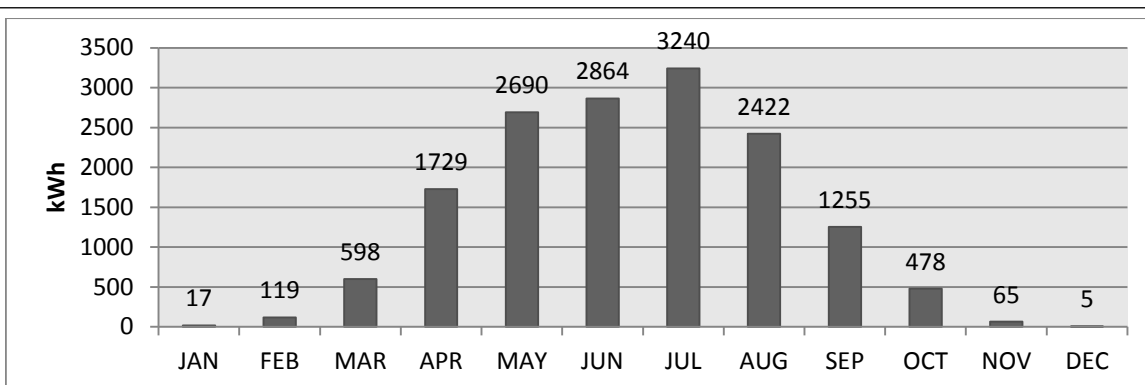
Figur 46 Utbytet från 56,6 m² plan solfångare (1-glas) enligt alternativ 1. Total årlig produktion är 33 355 kWh.

5.12.2.2 Alternativ 2

Figur 47 illustrerar värmeproduktionen från 33 m² (byggarea) det vill säga 30 m² uttryckt i aperturarea plana solfångare lutade 5° och riktade mot öst med en arbetstemperatur på 25°C. Figur 48 visar värmeproduktionen från lika stora plana solfångare som lutar 5° men riktade mot väst istället.



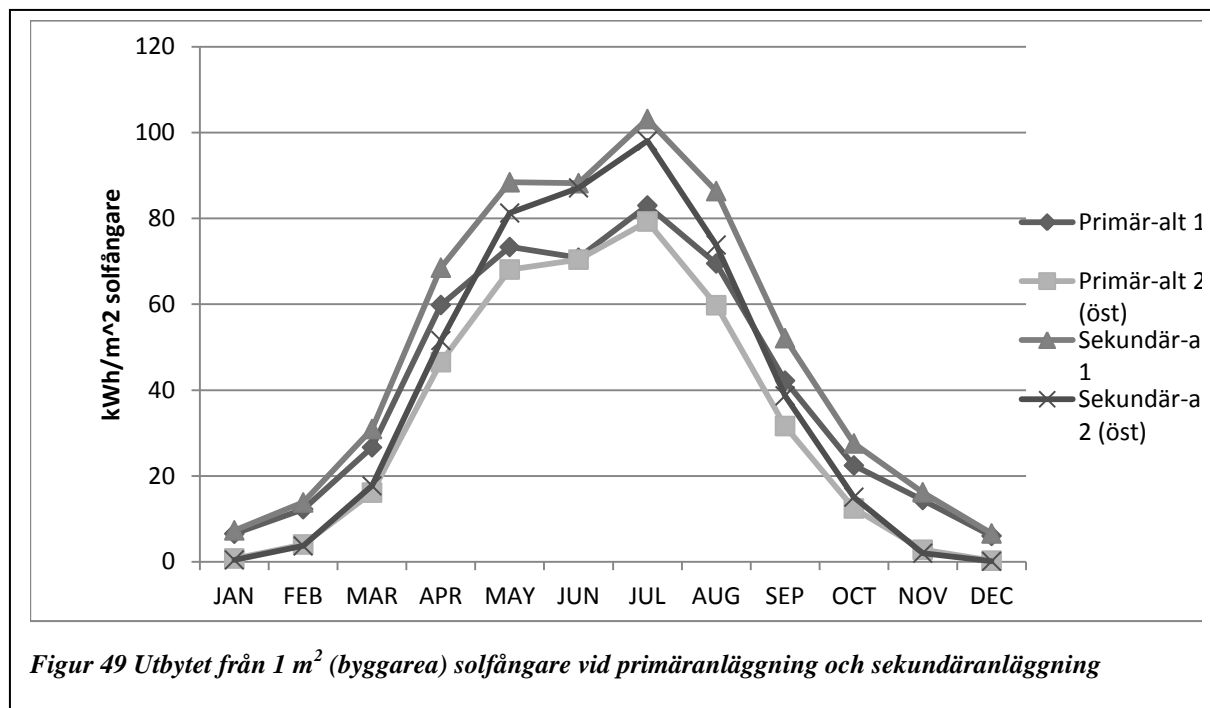
Figur 47 Utbytet från 33 m² plan solfångare (1-glas) enligt alternativ 1 (öst). Total årlig produktion är 15 495 kWh.



Figur 48 Utbytet från 33 m² plan solfångare (1-glas) enligt alternativ 1 (väst). Total årlig produktion är 15 480 kWh.

5.12.3 Jämförelse mellan alternativen

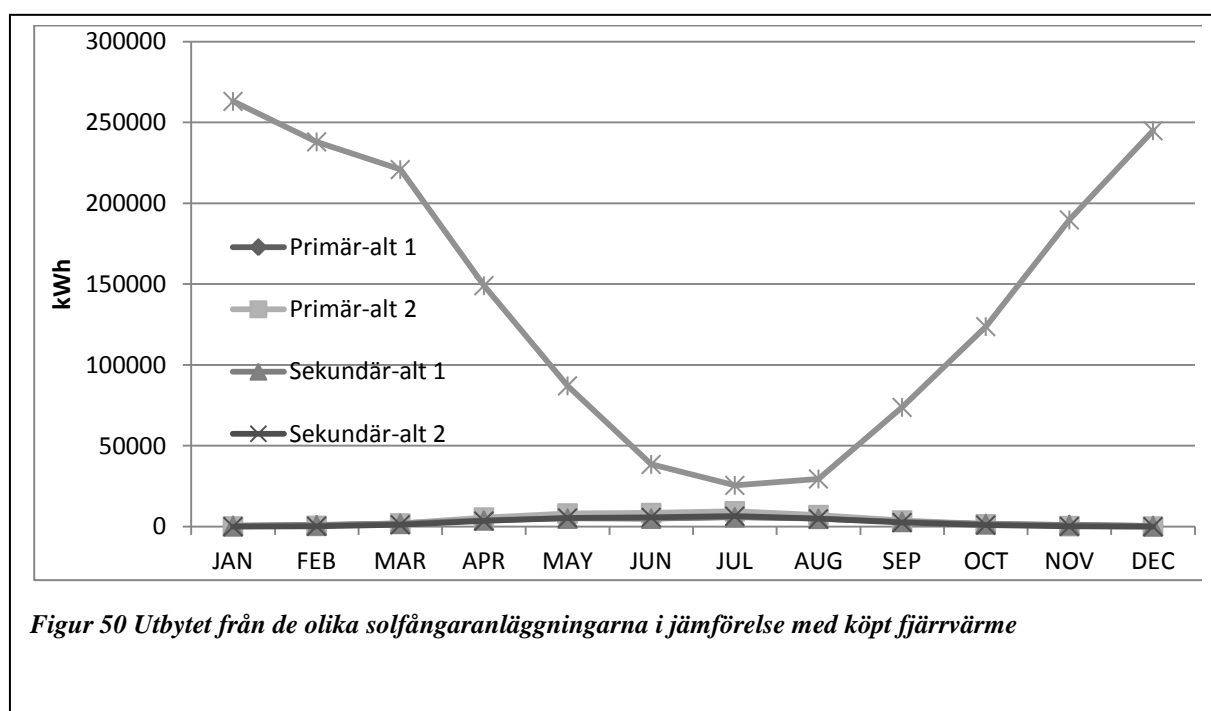
I Figur 49 jämförs utbytet från solfångarna vid primäranläggning respektive sekundäranläggning-mini med en orientering av solfångarna enligt alternativ 1 och alternativ 2. Observera att utbytet vid simulering anges per kvadratmeter aperturarea men att det har omvandlats till per m² byggarea enligt tidigare antaganden. I Tabell 14 sammanfattas även den totala årsproduktionen samt årsproduktionen per kvadratmeter solfångare (byggarea) från de fyra olika anläggningarna. Den största totala årsproduktionen står primäranläggning-alternativ 2 för på grund av dess storlek. Däremot har sekundäranläggning-alternativ 1 störst årsproduktion per kvadratmeter solfångare.



Tabell 14 Årsproduktion från de fyra undersökta fallen

	Primär-alt 1	Primär-alt 2	Sekundär- alt 1	Sekundär- alt 2
Årsproduktion [kWh]	35 073	46 811	33 355	30 975
Installerad byggarea [m ²]	72	119,5	56,6	66
Årsproduktion [kWh/m ² byggarea]	487	392	589	469

I Figur 50 jämförs totala energiproduktionen från respektive anläggning med köpt fjärrvärme (medelvärde 2010-2012) för Carl Gustav 5. Primäranläggning-alternativ 2 är den som kommer närmast köpt fjärrvärme, därefter sekundäranläggning-alternativ 2, primär-alternativ 1 och sist sekundäranläggning-alternativ 1 under sommaren.



5.12.4 Energiförluster

Det är viktigt att notera att utbytet är från solfångaren, det som levereras till värmeväxlaren är alltså lägre på grund av förluster när solfångarna skuggas samt under transportsträckan i rören. I rör till varmvattencirkulation räknar man oftast med en förlust på 5-10 W/m(Aquasol, u.d.). Rören där solvärmemediet kretsar har troligtvis en liknande förlust, kanske något högre på grund av en större differens mellan temperaturen i röret och utanför (Lennermo, 2012C). Självfallet påverkar även faktorer som rördimension och isolering storleken på förlusten. I värmeväxlaren kan likaså en viss förlust till omgivningen ske trots att verkningsgraden oftast är stor. Skugga från andra föremål på taket leder också till förluster. Till viss del har det undersökts för primäranläggning i avsnitt 5.12.1.1 och 5.12.1.2 men bara som årlig minskning av direkt solinstrålning på solfångarna. I känslighetsanalysen i kapitel 7.5 kommer påverkan från olika energiförluster till viss del tas i beaktning då utbytet från solfångaren förändras.

5.13 Diskussion

Resultatet av simuleringen visar inte helt oväntat att produktionen från solfångarna är som störst under sommaren för alla alternativ. Primäranläggning som är större påverkas mer av skuggning från andra

föremål på taket än sekundäranläggning-mini som lättare kan undvika skuggning. Det är intressant att jämföra anläggningarnas energiproduktion emellan varandra utifrån kvadratmeter solfångare. Vid jämförelser av prestanda (och pris) bör byggarea användas (Kovacs, et al., 2009). Därmed har utbytet som uttrycks per kvadratmeter aperturarea i simuleringsprogrammet omvandlats till per kvadratmeter byggarea genom antagande att byggarean är 25 % större för vakuumsolrör och 10 % större för plan solfångare.

I Figur 49 är det tydligt att alternativ 1 ger bäst utbyte för både primär- och sekundäranläggning. Skillnaden mellan alternativ 1 och 2 är mindre under sommaren än resten av året. Det beror troligen på att solen står högre under sommaren och då kan en lägre lutning vara bättre (se avsnitt 2.2). Under sommaren presterar sekundäranläggning betydligt bättre än primäranläggning. Det beror med stor sannolikhet på att sekundäranläggning håller en lägre arbetstemperatur vilket ger ett större utbyte från solfångaren. Under de kallare månaderna däremot överstiger produktionen från primäranläggning-alternativ 1 den från sekundäranläggning-alternativ 2. Det kan troligtvis förklaras av att solfångarnas placering för alternativ 2, som är riktade mot öst och endast svagt lutande, påverkar resultatet mer än den fördelaktigare arbetstemperaturen. Sett till årsproduktion per kvadratmeter solfångare är sekundäranläggning-alternativ 1 bäst medan primäranläggning-alternativ 2 presterar sämst.

I jämförelse med köpt fjärrvärme för Carl Gustav 5 är energiproduktionen från de olika solvärmeanläggningarna betydligt mindre (se Figur 50). Det är inte förvånande att sekundäranläggning-mini hamnar längst ifrån kurvan över köpt fjärrvärme då de är dimensionerade för att helt undvika överproduktion. Primäranläggning däremot kan överdimensioneras då överskottet skickas ut på fjärrvärmenätet. I Figur 50 är det tydligt att båda primäranläggningarna kan öka antalet solfångare och därmed produktionen för att åtminstone närma sig värmebehovet i byggnaderna. Mer utrymme på den platta delen av bostadstaket fattas men en möjlighet är att även placera solfångare på sidorna av taket eller till och med på kontorsdelens tak. Med solfångare i flera olika riktningar ökar dock komplexiteten. En annan möjlighet borde vara att sänka temperaturkravet något så länge ingen värme skickas ut på fjärrvärmenätet utan bara används inom fastigheten. Med sänkt arbetstemperatur kan produktionen från solfångarna öka.

Winsun 0709 har använts som simuleringsprogram då det var gratis för de som gått solvärmekursen på Lunds Tekniska Högskola, samtidigt som det fanns en viss erfarenhet av programmet sedan tidigare. För en mer komplett simulering där hänsyn bland annat tas till energiförluster i rören och eventuellt värmeväxling till fjärrvärmen hade andra program varit mer lämpliga, exempelvis Polysun eller TRNSYS. Nackdelen är att de är betydligt dyrare och demon som ofta är gratis är begränsade till en specifik stad eller systemutformning. Istället kommer utbytet från solfångarna varieras i känslighetsanalysen i kapitel 7.6 vilket till viss del kan illustrera ytterligare energiförluster.

6 Investeringskalkylering

Det finns ett flertal lönsamhetsmått för solcellssystem och solvärmesystem varav ett antal metoder som exempelvis kapitalvärdesmetoden och internräntemetoden används även i andra sammanhang. Måtten på lönsamhet kan ha olika enheter, som exempelvis SEK/kWh, år eller procent. Aktörer inom olika marknadssegment (exempelvis bostadsegmentet, kommersiella aktörer, energiproducenter) använder sig ofta av olika mått för att beräkna ett solcellssystem ekonomiska prestanda. Eftersom måtten uppvisar olika tröskelvärden för när ett solcellssystem eller solvärmesystem framstår som lönsamt eller attraktivt kan aktörerna uppfattning om ett solcells- eller solvärmesystems ekonomiska värde påverkas av det mått man använder sig av. Måtten uppvisar också olika grad av känslighet för förändringar i olika parametrar vilket innebär att förändringar i en specifik parameter kan påverka de olika lönsamhetsmåtten i olika utsträckning och därmed de olika aktörerna i olika utsträckning beroende på det/de mått man väljer att använda sig av (Drury, et al., 2011). Att mäta värdet på investeringar i solenergi kan vara komplext och tidskrävande eftersom insamling av korrekt och ofta okänd information behövs samt en utvärdering av informationen krävs genom att använda metoder för att uttrycka lönsamheten (The Solar Foundation, 2012).

I nedanstående avsnitt behandlas investeringskalkyleringens grunder och de lönsamhetsmått som används i rapporten. Därefter följer ett avsnitt som utifrån dem tar upp lönsamheten för de specifika solvärmesystemen. Vidare undersöks lönsamhetsmåttens känslighet när parametrarna som används i investeringskalkyleringarna förändras. I senare kapitel kommer även en känslighetsanalys för solcellssystemet presenteras.

6.1 Grundläggande begrepp inom investeringskalkylering

Vid en investeringsbedömning jämförs investeringsprojekt med företagets mål där olika aspekter av investeringen tas i beaktning. Investeringskalkylen är en aspekt av dessa. Investeringskalkylen innebär att framtida inbetalningsöverskott (inbetalningar minus utbetalningar) som en investering ger upphov till jämförs med utbetalningen för investeringen där hänsyn tas till tidens inverkan på in- och utbetalningarnas värde (Olsson, 2005). Syftet med investeringskalkylering är att avgöra en investering lönsamhet. Om investeringen ger tillbaka det satsade kapitalet med ränta så är investeringen lönsam (Persson & Nilsson, 2001). Vid en investeringsbedömning behöver investeringskalkylen kompletteras med annat beslutsunderlag. Vilken vikt investeringskalkylen har vid investeringsbedömningen beror på beslutssituationens komplexitet.

Nedan följer en genomgång av grundläggande begrepp kopplat till investeringskalkylering.

Grundinvestering (G) inkluderar samtliga utbetalningar kopplade till tidpunkten noll (i början av det första året) då investeringsobjektet anskaffas. Om utbetalningarna kopplade till grundinvesteringen sker vid olika tidpunkter, exempelvis utbetalning kopplat till driftsättning och inkörning, ska dessa utbetalningar diskonteras/kapitaliseras till nollpunkten (begreppet diskontering beskrivs nedan).

Förändringar i samtliga **in- och utbetalningar** som en investering ger upphov till används i investeringskalkylen för att beräkna lönsamheten. Minskningar i utbetalningar och ökning i inbetalningar förbättrar lönsamheten. Löpande in- och utbetalningar antas ske i slutet av året, år för år. Antagandet görs för att förenkla beräkningarna och felen detta ger upphov till är relativt små och påverkar sällan investeringskalkylens slutsatser. Att på detta sätt behandla alla in/utbetalningar under ett år som om de skedde i slutet av året är praxis i företagen. Skillnaden mellan in- och utbetalningar kallas inbetalningsöverskott och kan vara negativt.

Den **ekonomiska livslängden** är den tidsperiod då en investering är lönsam och den ekonomiska livslängden måste uppskattas i förväg med hjälp av exempelvis erfarenhet kring den tekniska utvecklingen, drift- och underhållskostnader med mera. Andra aspekter kan påverka bedömningen av den ekonomiska livslängden, exempelvis kan ökad osäkerhet kring utvecklingen av inbetalningsöverskottet vara ett motiv för val av kortare ekonomisk livslängd.

Restvärde betecknar värdet på investeringen vid slutet av den ekonomiska livslängden. Restvärdet kan vara negativt, vilket innebär att en betalning krävs för att exempelvis göra sig av med

investeringen. Investeringen kan också ha ett andrahandsvärde eller skrotvärde. Restvärdet påverkar lönsamheten men är ofta svårt att uppskatta varför restvärdet vanligtvis bortses från vid investeringskalkyler.

Kalkylräntan (i) är den ränta som används vid investeringskalkylering för att beskriva företagets krav på förräntning på satsat kapital och denna används för att kunna jämföra in- och utbetalningar som sker vid olika tillfällen under investeringens livslängd. Kalkylräntan beskriver alternativa placeringmöjligheter eller kapitalkostnader. Ett belopp idag är mer värt än samma belopp i framtiden eftersom beloppet kan ge avkastning (ränta) då det placeras idag. Inflationens effekt påverkar valet av räntesats i kalkylerna, dock inte kalkylernas grundtanke. En metod att beräkna kalkylräntan är följande: Andelen lån * låneränta + andelen eget kapital * ägarnas avkastningskrav = företagets kalkylränta (Olsson, 2005). Kalkylräntan fångar in tre egenskaper: risk, väntan och förlorad köpkraft (Yard, 2001).

Begreppet nuvärde används för att beskriva värdet idag på en eller flera in-/utbetalningar som kommer att ske i framtiden. Begreppet **diskontering** används för att beskriva denna förflyttning av in-/utbetalningar till nutidspunkten (tid noll) med hjälp av kalkylräntan. Nuvärdet av **en** framtida in-/utbetalning beskrivs på följande sätt:

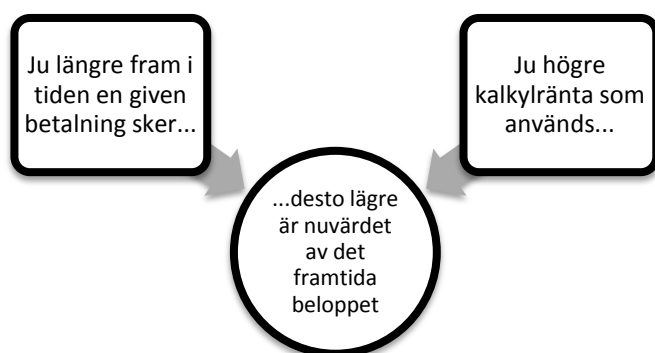
$$\frac{\text{Det framtida beloppet}}{(1+\text{kalkylräntan})^{\text{antal år från tid noll}}} \quad (6:1)$$

Exempel: En betalning på 110 SEK som sker ett år från idag har ett nuvärde på 100 SEK vid en kalkylränta om 10 % eftersom:

$$\frac{110 \text{ SEK}}{(1 + 0,10)^1} = 100 \text{ SEK}$$

Annorlunda uttryckt, om du skulle sätta in 100 SEK idag på ett bankkonto med 10 % ränta skulle du ha totalt 110 SEK om ett år. Att få 100 SEK idag är som att få 110 SEK om ett år vid en kalkylränta om 10 %.

Värdet på in- och utbetalningar beror på vilken tidpunkt det sker och därför kan inte betalningar jämföras direkt utan en justering av dess värde görs med hjälp av kalkylräntan. I Figur 51 finns en sammanfattning av tidens och räntans påverkan på nuvärdet. Notera även att effekten av en högre kalkylränta relativt en lägre kalkylränta blir allt större ju längre fram i tiden en betalning sker (Olsson, 2005).



Figur 51 Tiden och kalkylräntans effekt på nuvärdet. Egen illustration som bygger på (Olsson, 2005)

6.2 Real och nominell investeringskalkylering

Den genomsnittliga prisökningen i ekonomin, inflationen, kan hanteras på två sätt i investeringskalkyleringen:

- **Nominell kalkyl** (kalkyl i löpande penningvärde)
- **Real kalkyl** (kalkyl i fast penningvärde)

I den **nominella kalkylen** anges betalningarna i det nominella penningvärdet, vilket innebär att betalningarna skrivs upp med inflationen (Yard, 2001). I nominell kalkyl ändras alltså en kronas värde från år till år på grund av inflationen (Drury, et al., 2011). Detta innebär även att en nominell kalkylränta ska användas som rensar bort inflationens påverkan på betalningarna. Att skriva upp betalningarna med inflationen och sedan rensa bort inflationens inverkan på betalningarna ger samma svar som att ej skriva upp betalningarna med inflationen och istället använda den reala kalkylräntan. I den **reala kalkylen** anges samtliga betalningar i penningvärdet vid en viss tidpunkt (oftast penningvärdet vid beslutspunkten) och en real kalkylränta ska användas (Yard, 2001). I en real kalkyl har inflationens inverkan på valutan rensats bort varför en kronas värde ej förändras över tiden (Drury, et al., 2011).

En betalning, exempelvis uppvärmningskostnaden för en fastighet, som har en årlig prisökning som är lika stor som den årliga inflationen (den allmänna prisökningen) sägs var konstant i reala termer.

I Tabell 15 finns en sammanfattning av styrkor och svagheter med real kalkyl.

Tabell 15 Styrkor och svagheter med real kalkyl. Källa: (Yard, 2001)

Real kalkyl	
<i>Styrkor</i>	<i>Svagheter</i>
Enklare att beräkna än en nominell kalkylränta	Svårare att följa upp då prognos och utfall är i olika penningvärden. Ej lika naturligt att förstå en real kalkylränta då man lätt jämför med nominell ränta.
Antagande om inflationstakt behövs <i>i princip inte</i>	Ofta ej stämt att realräntan är konstant och oberoende av inflationstakten, kan dock vara ett acceptabelt antagande för kalkyler längre än 10 år.

Både nominell och real kalkyl ger samma svar. Det är dock viktigt att vara konsekvent vilket innebär:

- Om samtliga betalningar anges i fast penningvärde ska en real kalkylränta användas.
- Om samtliga betalningar anges i nominella priser ska en nominell kalkylränta användas.

Fisher-sambandet beskriver sambandet mellan nominell ränta, real ränta och inflation enligt följande:

$$(1 + r_q) = (1 + r) * (1 + q) \quad (6:2)$$

q = inflation

r_q = nominell kalkylränta vid inflationstakt q

r = real kalkylränta

Fisher-sambandet kan skrivas om för att beräkna:

- Den nominella kalkylräntan med hjälp av den reala räntan samt inflationen
- Den reala kalkylräntan med hjälp av den nominella räntan samt inflationen

**Real
kalkylränta:**

$$r = \frac{(1 + r_q)}{(1 + q)} - 1 \quad (6:3)$$

Om exempelvis värmekostnaden per kWh antas öka 5% per år (nominellt) medan den allmänna inflationen är 3% per år är värmekostnadens reala prisökningstakt:

$$r = \frac{(1 + 0,05)}{(1 + 0,03)} - 1 = 0,0194 = 1,94\%$$

**Nominell
kalkylränta:**

$$r_q = r + q + r * q \quad (6:4)$$

Om exempelvis värmekostnaden per kWh antas öka 1,94% per år (realt) medan den allmänna inflationen är 3% per år är värmekostnadens nominella prisökningstakt:

$$r_q = 0,0194 + 0,03 + 0,0194 * 0,03 = 0,05 = 5\%$$

Källa: (Yard, 2001)

6.3 Skatter i investeringskalkylering

Teoretiskt sett bör hänsyn tas till skatter vid investeringsbeslut, dock görs detta sällan vid investeringskalkyleringen utan snarare på högre beslutsnivå. Skatt bör dock inkluderas om den korrekta lönsamheten ska visas och skattekonsekvenserna av investeringen kan bestämmas. Vid rangordning av investeringsprojekt kan skatt exkluderas (Persson & Nilsson, 2001). Svårigheter med investeringskalkylering med hänsyn till skatt är svårigheten att avgöra när skatteeffekten sker eftersom det beror på:

- Regler för skattemässig avskrivning företaget använder, huvudregeln eller kompletteringsregeln
- Företagets lönsamhet och utdelningspolitik, (exempelvis upplösning av anläggningsreserver, alltså reduktion av skattemässiga avskrivningar, för att upprätthålla en viss nivå på utdelning i tider av låg lönsamhet) (Olsson, 2005)

Andra svårigheter med investeringskalkylering med hänsyn till skatt är:

- Svårare kalkylarbete jämfört med då skatt utelämnas
- Svårt att bestämma skattesatsen (beror bland annat på företagsformen)
- Svårt att bestämma kalkylräntan efter skatt

Ett generellt krav vid kalkylering med skattehänsyn är att företaget:

- **Redovisar en beskattningsbar vinst** (Persson & Nilsson, 2001).

Nedan följer en beskrivning av hur investeringskalkylens olika delar påverkas vid skattehänsyn.

Grundinvestering

Ett aktiebolag betalar skatt på dess vinst. I viss utsträckning kan aktiebolaget påverka vinsten före skatt på olika sätt, bland annat genom avskrivnings- och avsättningsregler. Genom avskrivning av exempelvis maskiner och byggnader minskar företagets redovisade vinst med ett årligt belopp på avskrivningen. Avskrivningens påverkas av vilken metod för avskrivning som används, exempelvis:

- Räkenskapsenlig avskrivning
- Planenlig avskrivning
 - Huvudregeln (30-regeln)
 - Kompletteringsregeln (20-regeln) (Persson & Nilsson, 2001).

Om **exempelvis** kompletteringsregeln för en grundinvestering på 100 000 SEK används blir det årliga avskrivningsbeloppet 20% av 100 000 SEK varje år under fem år. Detta innebär att utbetalningen av skatt minskar eftersom vinsten minskar, i detta fall med 28% (skattesatsen) av 20% av 100 000 SEK, alltså 5 600 SEK per år under fem år i minskade utbetalningar av skatt.

- Vilken avskrivningsmetod som används avgörs varje år och ska gälla för alla tillgångar vid räkenskapsenligt avskrivning.
- Maximalt tillåten avskrivning används inte nödvändigtvis

Avskrivningen ökar alltså kapitalvärdet vid investeringskalkylering. Vanligtvis används kompletteringsregeln (20%) men skillnaderna mellan denna regel och huvudregeln eller kombination av dessa två är inte stora (Yard, 2001).

Inbetalningsöverskott

Utbetalningar kopplat till investeringen är skattemässigt avdragsgilla det år de uppstår. Vinsten minskar av utbetalningarna varför skatteutbetalningarna minskar med den aktuella skattesatsen multiplicerat med utbetalningsbeloppet. Inbetalningarna som investeringen ger upphov till ökar vinsten vilket leder till ökade skatteutbetalningar. Om skattesatsen är 28% ska endast $(100-28\%) = 72\%$ av beloppet på inbetalningarna tas med (Persson & Nilsson, 2001). Multiplikation med faktorn $(1-s)$ (där s är skattesatsen) görs förutom för vissa skattefria betalningar (Yard, 2001).

Kalkylränta

Vanligtvis används kalkylräntan före skatt för att beräkna kalkylräntan efter skatt. I kalkyler utan hänsyn till skatt anges normalt kalkylräntan före skatt (Olsson, 2005). Kalkylräntan som ska användas är kalkylräntan efter skatt och den beräknas genom att kalkylräntan före skatt multipliceras med faktorn $(1-s)$ (Yard, 2001).

- Den nominella kalkylräntan efter skatt ska användas för avskrivningarna eftersom avskrivningen sker på anskaffningsvärdet. På grund av inflationen blir det reala värdet på avskrivningsbeloppet lägre med tiden.
- Som vanligt beror valet av kalkylränta (real kalkylränta eller nominell kalkylränta) på om betalningarna som diskonteras är reala eller nominella.
- Det är det nominella beloppet som skatten baseras på varför skattejusteringen sker utifrån den nominella kalkylräntan före skatt:

$$i_{n\text{ efter}} = (1 - s) * i_{n\text{ före}} \quad (6:5)$$

$i_{n\text{ efter}}$ = nominell kalkylränta efter skatt

s = skattesats

$i_{n\text{ före}}$ = nominell kalkylränta före skatt

$i_{r\text{ efter}}$ = real kalkylränta efter skatt

q = inflation

$$i_{r\text{ efter}} = \frac{(1 + i_{n\text{ efter}})}{(1 + q)} - 1 \quad (6:6)$$

Källa: (Persson & Nilsson, 2001)

6.4 Översikt över metoder för investeringskalkylering

Det finns olika metoder för att beräkna en investerings lönsamhet som uttrycker lönsamheten med olika nyckeltal (Persson & Nilsson, 2001).

I nedanstående avsnitt beskrivs följande metoder för lönsamhetsbedömning:

- Kapitalvärdesmetoden
- Kapitalvärdeskvot
- Internräntemetoden
- Tillväxtränta
- Pay-backmetoden utan hänsyn till ränta
- Pay-backmetoden med hänsyn till ränta

Speciella för solcellssystem/energianläggning

- LCOE, Levelized Cost of Energy/Electricity
- Årlig månatlig elräkningsbesparing (annualized monthly bill savings (MBS))

6.5 Finansieringsmetoder

Om företaget antas kunna låna pengar till samma ränta som kalkylräntan kan beräkningar av amortering och räntebetalningar för lån utelämnas eftersom det innebär att nuvärdet av upplåningsräntor och amortering är lika med noll. Om detta antagande ej är uppfyllt ska finansieringsbetalningarna tas med enligt följande:

- Inbetalning av lånebeloppet
- Utbetalningar av räntor och amortering (Olsson, 2005).

6.6 Kapitalvärdesmetoden (nuvärdesmetoden)

Summan av nuvärdet av samtliga betalningar kopplat till en investering benämns kapitalvärdet (KV). Om kapitalvärdet är noll så är investeringens avkastning lika stor som kalkylräntan (Persson & Nilsson, 2001), vilket innebär att samtliga kapitalkostnader, inklusive ägarnas vinstkrav, är tillgodosedda (Olsson, 2005). Om kapitalvärdet är större än noll överträffar investeringen

investeringarnas avkastningskrav och ger ett överskott utöver det ursprungliga avkastningskravet. I Tabell 16 finns en sammanfattning av kapitalvärdesmetoden.

Tabell 16 Sammanfattning av kapitalvärdesmetoden (nuvärdesmetoden) Källa: (Persson & Nilsson, 2001) om ej annat anges

Metod	Kapitalvärdesmetoden (Eng. Net Present Value NPV)		
Ekvation	$KV = -G + \sum_{t=1}^n \left(\frac{a_t}{(1+i)^t} \right) + \frac{S}{(1+i)^n} \quad (6:7)$		
Formelbeteckningar	<i>Komponent</i>	<i>Beteckning</i>	<i>Beskrivning</i>
	Grundinvestering [SEK]	G	Samtliga utbetalningar kopplat till investeringen vid tid noll
	Löpande inbetalningar år t [SEK]	I_t	Inbetalningar vid år t som är ett resultat av investeringen
	Löpande utbetalningar år t [SEK]	U_t	Utbetalningar vid år t som är ett resultat av investeringen
	Inbetalningsöverskott år t [SEK]	a_t	$a_t = I_t - U_t$
	Ekonomisk livslängd [år]	n	Förväntat antal år som investeringen antas vara lönsam
	Restvärde [SEK]	S	Restvärde vid slutet av den ekonomiska livslängden
	Kalkylränta [%]	i	Räntan som används för att beräkna framtida betalningars nuvärde.
Svagheter	Lönsamhetsmålet är inte helt enkelt att tolka och kan uppfattas som svår att beräkna (Olsson, 2005).		
Beslutsriterium	Om $KV = 0$ eller om $KV > 0$ är investeringen lönsam. Om $KV = 0$ uppfylls så är investeringens avkastning lika stor som kalkylräntan.		

6.7 Kapitalvärdeskvot

Kapitalvärdeskvoten (nuvärdeskvoten) är kapitalvärdet (nuvärdet) dividerat med grundinvesteringen och betecknar den relativa lönsamheten. Denna metod används vid begränsat investeringskapital för att rangordna alternativa investeringsprojekt med olika stora grundinvesteringar (Olsson, 2005).

Tabell 17 Sammanfattning av kapitalvärdeskvoten. Källa (Olsson, 2005) om ej annat anges.

Metod	Kapitalvärdeskvot (Eng. Profitability Index (PI))
Ekvation	$\text{Kapitalvärdeskvot} = \frac{-G + \sum_{t=1}^n \left(\frac{a_t}{(1+i)^t} \right) + \frac{S}{(1+i)^n}}{G} \quad (6:8)$
Användning	Rangordning av alternativa investeringsprojekt med samma ekonomiska livslängd då det råder brist på kapital.
Formelbeteckningar	Se Tabell 16 för en beskrivning av beteckningarna.
Beslutsriterium	Om kapitalvärdeskvoten för projekt A är större än för projekt B, välj projekt A.

6.8 Internräntemetoden [%]

Internräntan anger investeringens avkastningen i procent på satsat kapital och är beteckningen för den ränta som gör att kapitalvärdet (KV) är lika med noll. Ett antagande i internräntemetoden är att de löpande inbetalningsöverskotten kan återinvesteras på kapitalmarknaden och förräntas (ge avkastning) till den uträknade internräntan, vilket är ett orealistiskt antagande. Kapitalvärdemetoden inkluderar inte denna förräntning på löpande inbetalningsöverskott eftersom nuvärdet av denna avkastning är noll om inbetalningsöverskotten placeras till kalkylräntan. Det är korrekt att inte inkludera beräkningar av den avkastning som återinvestering av löpande inbetalningsöverskott ger *förutsatt* att de frigjorde medlen förräntas till den ränta som används vid kapitalvärdesberäkningen. Om exempelvis internräntan beräknas till 21,4% innebär antagandet i internräntemetoden att de löpande inbetalningsöverskotten kan återinvesteras och förräntas till räntan 21,4% (Olsson, 2005).

Tabell 18 Sammanfattning av internräntemetoden. Källa (Olsson, 2005)

Metod	Internräntemetoden (Eng. Internal Rate of Return)
Ekvation	$0 = -G + \sum_{k=1}^n \left(\frac{a_k}{(1+ii)^k} \right) + \frac{S}{(1+ii)^n} \quad (6:9)$
Formelbeteckningar	<i>ii</i> = internränta För övriga formelbeteckningar, se Tabell 16.
Svagheter	<ul style="list-style-type: none"> • Svår att beräkna. • Metoden bygger på ett orealistiskt antagande att löpande inbetalningsöverskott återinvesteras till den uträknade internräntan. • Denna metod bör ej användas trots att den fortfarande används hos företagen, istället bör tillväxträntemetoden användas, se 6.9.
Besluts Kriterium	Om internräntan, <i>ii</i> , är lika med eller större än kalkylräntan, <i>i</i> , är investeringen lönsam.

6.9 Tillväxträntemetoden [%]

Tillväxträntemetoden beskriver investeringens avkastning i procent av investerat kapital och kallas också modifierad internränta, justerad internränta och liknande. Tillväxträntemetoden liknar internräntemetoden men bygger på mer rimliga antaganden. Först beräknas slutvärdet av investeringens samtliga inbetalningsöverskott med hjälp av kalkylräntan. Detta innebär att samtliga inbetalningsöverskott återinvesteras till en ränta som motsvarar kalkylräntan under investeringens livslängd. Tillväxträntan är den ränta som gör att grundinvesteringen (G) växer till ett belopp som är lika med slutvärdet av investeringens samtliga inbetalningsöverskott. Antagandet i tillväxträntemetoden är att de löpande inbetalningsöverskotten placeras till kalkylräntan, vilket är mer realistiskt än det antagande internräntemetoden bygger på. Lönsamheten uttrycks i procent vilket är lättare att förstå än exempelvis kapitalvärdemetoden (Olsson, 2005)

Tabell 19 Sammanfattning av tillväxträntemetoden. Källa (Olsson, 2005)

Metod	Tillväxträntemetoden (Eng. Modified Internal Rate of Return)
Ekvation	$\sum_{t=1}^n (a_t * (1 + i)^{(n-t)}) + S = G * (1 + it)^n \quad (6:10)$
Formelbeteckningar	<i>it = tillväxtränta</i> För övriga formelbeteckningar, se Tabell 16.
Besluts Kriterium	Om tillväxträntan, <i>it</i> , är lika med eller större än kalkylräntan, <i>i</i> , är investeringen lönsam.

6.10 Paybackmetoden [år]

Det finns flera definitioner av paybackmetoden. I följande avsnitt definieras den enkla paybackmetoden som är den tid det tar (återbetalningstiden) tills de ackumulerade, odiskonterade inbetalningsöverskotten är lika stora som investeringsbeloppet (Drury, et al., 2011). Paybackmetoden har ett starkt fokus på likviditet då tiden det tar att få tillbaka bunda medel är i fokus (Persson & Nilsson, 2001). Begreppet lönsamhet är inte meningsfullt att använda på grund av fokuseringen på likviditeten (Olsson, 2005). I och med att paybackmetoden kan beräknas på olika sätt, bland annat då inbetalningsöverskott anges i nominella alternativt reala belopp, är det viktigt med klara instruktioner kring hur beräkningarna ska göras för att nå enhetliga krav på återbetalningstiden (Yard, 2001).

Fördelar med paybackmetoden är:

- Metoden är enkel att tillämpa (Persson & Nilsson, 2001).
- Endast konsekvenserna fram tills återbetalningstidens slut behöver tas i beaktning
- Kalkylräntan behöver ej uppskattas (Olsson, 2005)

Tabell 20 Sammanfattning av paybackmetoden.

Metod	Paybackmetoden (återbetalningsmetoden)
Ekvation	$\frac{G}{a} \text{ om inbetalningsöverskotten är lika stora varje år}$ <p style="text-align: right;">(6:11)</p> <p>Om ej konstanta inbetalningsöverskott, addera inbetalningsöverskotten år för år tills den ackumulerade summan av inbetalningsöverskotten är lika stor som grundinvesteringen (Olsson, 2005).</p>
Formelbeteckningar	Se Tabell 16 för en beskrivning av beteckningarna.
Svagheter	<ul style="list-style-type: none"> Trots att paybacktiden är ett vanligt sätt att uttrycka lönsamhet för solenergiprojekt finns två viktiga nackdelar: Måttet visar ej investeringens långsiktiga avkastning utan fokuserar på hur snabbt satsat kapital återfås. Nyckelfördelen att kunna undvika inköp av el från elnätet under hela projektets livslängd inkluderas inte, ej heller tidsvärdet på pengar tas med vilket innebär att in- och utbetalningar övervärderas. Om enkel återbetalningstid är det enda sättet att uttrycka lönsamhet kan investeringar med lång återbetalningstid ratas trots att de kan ge ekonomiska och miljömässiga fördelar under en lång period (The Solar Foundation, 2012). Olämplig ur teoretisk synvinkel då ränta samt inbetalningsöverskott efter återbetalningstiden ej inkluderas (Persson & Nilsson, 2001). Missvisande då den ej tar hänsyn till tiden efter återbetalningstiden. Gynnar kortsiktiga investeringar. Fördelarna med stora inbetalningar nära investeringstidpunkten uppmärksammas ej eftersom ingen hänsyn tas till kalkylräntan (Olsson, 2005)
Beslutskriterium	Paybacktiden (återbetalningstiden) jämförs med den återbetalningstid som investeraren bestämt på förhand (Persson & Nilsson, 2001). Om paybacktiden är lika med eller kortare än den på förhand bestämda högsta tillåtna återbetalningstiden är investeringen acceptabel. Ju kortare återbetalningstid desto bättre (Olsson, 2005).

6.11 Paybackmetoden med hänsyn till ränta [år]

Liksom den enkla paybackmetoden beskriver paybackmetoden med hänsyn till ränta en bedömning av inlåsnings av kapital. Paybackmetoden med hänsyn till ränta anger den tid det tar tills de ackumulerade, *diskonterade* inbetalningsöverskotten når grundinvesteringens belopp. Metoden tar alltså hänsyn till kalkylräntan. I praktiken sätter företagen en absolut gräns för återbetalningstiden istället för att se till investeringens ekonomiska livslängd. Det är viktigt att tydligt ange hur återbetalningstiden ska beräknas för att nå ett enhetligt sätt att bedöma återbetalningstiden hos ett företag. Om ej konstanta inbetalningsöverskott, addera de diskonterade inbetalningsöverskotten år för år tills den ackumulerade, diskonterade summan av inbetalningsöverskotten är lika stor som grundinvesteringen (Olsson, 2005).

6.12 Levelized Cost of Electricity [SEK/kWh]

LCOE står för Levelized Cost of Electricity och är ett vanligt verktyg för att jämför kostnaderna för olika sätt att generera energi/el/kraft (IEA / NEA, 2010). Användandet av LCOE för att utvärdera solcellsprojekt används allt oftare vid sådana jämförelser (Branker, et al., 2011). LCOE är ekvivalent med det elpris som gör att de två diskonterade betalningsflödena, in- och utbetalningar, under investeringens livstid tar ut varandra (IEA / NEA, 2010). LCOE är ett relativt mått som måste jämföras med värdet på el, exempelvis slutkundens elpris eller andra teknologiers LCOE (Drury, et al., 2011). LCOE kan även användas för solvärme (Black & Veatch, 2011) där jämförelsen istället görs med värdet på värme, exempelvis fjärrvärme eller andra uppvärmingsformer. Nedan fokuseras exemplen på solcellssystem.

LCOE beräknas genom att summan av inbetalningarna respektive utbetalningarna under investeringens livstid diskonteras till nuvärdet (IEA / NEA, 2010). Varje producerad kWh under investeringens livstid motsvarar en inbetalning (EPIA, 2011). Nuvärdet av in- och utbetalningarna sätts lika med varandra varefter den sökta variabeln, elpriset (det elpris som gör att nuvärdet av inbetalningarna är lika stort som nuvärdet av utbetalningarna), bryts ut enligt nedan (IEA / NEA, 2010):

Kapitalvärdet av summan av de diskonterade inbetalningarna (vänsterledet) sätts lika med nuvärdet av summan av de diskonterade utbetalningarna (högerledet). Elpriset är den enda okända och söks.

$$\sum_{t=0}^n \left(\frac{P_{elektricitet} * E_t}{(1+i)^t} \right) = \sum_{t=0}^n \left(\frac{C_t}{(1+i)^t} \right) \quad (6:12)$$

Elpriset bryts ut.

$$LCOE = P_{elektricitet} = \frac{\sum_{t=0}^n \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^n \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (6:13)$$

Notera att det kan framstå som att energin diskonteras, dock är det värdet på energin som diskonteras. Notera även att LCOE är ekvivalent med elpriset, $P_{elektricitet}$, eftersom följande två antaganden görs:

1. Diskonteringsräntan (r) varierar ej under investeringens livslängd.
2. Elpriset, $P_{elektricitet}$, är stabilt och varierar ej under investeringens livslängd. All el "säljs" direkt till detta pris (IEA / NEA, 2010).

Detaljeringsgraden ökar där minskad uteffekt över tiden tas i beaktning.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \left(\frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^T \left(\frac{E_t(1-d)^t}{(1+r)^t} \right)} \quad (6:14)$$

I Tabell 21 finns en förklaring till beteckningarna.

Tabell 21 En sammanfattning över beteckningarna. Källa: (Branker, et al., 2011)

Metod	Kapitalvärdesmetoden	
Ekvation	Se ovan	
Formelbeteckningar (Se Tabell 16 för en beskrivning av beteckningarna)	<i>Komponent</i>	<i>Beteckning</i>
	C_t	Nettokostnaden för investeringen år t. Inkluderar kassautflöden som den initiala investeringen (finansiering via eget kapital eller lån), räntebetalningar (om lånefinansierat), underhålls-/driftskostnader samt inbetalningar som statliga bidrag/stimulansåtgärder. Nettokostnaden kan alltså modifieras beroende på finansiering, skatter och bidrag. Om LCOE ska jämföras med el från elnätet måste samtliga kostnader inkluderas (inklusive överförings- och anslutningsavgifter om sådana finns) (Branker, et al., 2011).
	E_t	Producerad energi år t
	I_t	Investeringsbelopp år t
	M_t	Underhållskostnader år t
	O_t	Driftskostnader år t
	F_t	Räntekostnader år t
	d	Degraderingshastighet [%]
Svagheter	Brist på klarhet gällande antaganden och motivering av dem i LCOE-beräkningar kan leda till felaktiga slutsatser och handlingsprogram. Eftersom indata i LCOE är högst varierande behövs känslighetsanalyser för att inkludera variabelernas faktiska distribution (Branker, et al., 2011). Jämförelser av LCOE med elpriset eller LCOE-värden för andra teknologier visar oftast inte det generella faktumet att energiproduktion från solceller sammanfaller med lasttoppar och elpristoppar. LCOE-metoden har fler tolkningsmöjligheter gällande ekonomiskt värde än andra mått eftersom LCOE-värdet kan jämföras med så många skilda jämförelsevärden (Drury, et al., 2011).	
Besluts Kriterium	Om LCOE-värdet är mindre än värdet på den el man undviker att köpa från elnätet kan investeringen vara lönsam. Om LCOE-värdet är större än det effektiva elpriset kan det representera en olönsam investering (Drury, et al., 2011)	

I litteraturen finns råd om vad som bör ingå i LCOE-metoden, se Tabell 22 för en sammanfattning av dessa.

Tabell 22 Antaganden som bör anges vid LCOE-analyser (Branker, et al., 2011)

Nr	Beskrivning
1	Typ av solcellsteknologi och degraderingshastighet.
2	Marknadssegment, storlek och kostnad för solcellsprojektet (vilket inkluderar uppdelning i kostnadskategorier).
3	Indikation på solresurser: kapacitetsfaktor, solinstrålning, geografisk plats och skuggförluster.
4	Projektets tekniska och ekonomiska livslängd.
5	Finansieringsvillkor: finansiering (ränta, längd, kvoten mellan eget kapital och lån), diskonteringsränta.
6	Övriga villkor: inflation, incitament, avdrag, skatter, kapitalförslitning, koldioxidkrediter med mera (behöver ej inkluderas i analysen men det ska anges huruvida dessa är inkluderade).

6.13 Månatlig elräkningsbesparing

Den potentiella genomsnittliga minskningen av ägarens elräkning beskrivs av metoden MBS ("Annualized Monthly Bill Savings"). Metoden baseras på skillnaden mellan LCOE-värdet (se avsnitt 6.12) och det belopp ägaren betalar för el från elnätet multiplicerat med den mängd el som produceras ett givet år varefter diskontering sker för varje enskilt år (Drury, et al., 2011).

Tabell 23 Sammanfattning av månatlig elräkningsbesparing. Källa: (Drury, et al., 2011) om ej annat anges.

Metod	Månatlig elräkningsbesparing (eng. Annualized Monthly Bill Savings)
Ekvation	$MBS = \frac{1}{total\ period * 12} \sum_{t=1}^{total\ period} \frac{E_t * (Elpriset_t - LCOE)}{(1 + i)^t} \quad (6:15)$
Användning	Används ofta av företag som bedriver tredjepartsägande av solcellssystem för att visa solcellssystemets värde på ett intuitivt sätt.
Formelbeteckningar	Total period: låneperiod vid tredjepartsägande. Elpriset _t : elpriset som representerar det årliga värdet av solcellsel för ett givet år LCOE: se avsnitt 6.12 E _t : årlig mängd elektrisk energi som solcellssystemen ger upphov till ett givet år
Svagheter	Eftersom elproduktionen och elpriset skiljer sig mellan olika månader kommer den månatliga elräkningsbesparingen för en given månad skilja sig från den uträknade genomsnittliga elräkningsbesparingen. Den månatliga elräkningsbesparingen beskriver inte in- och utbetalningar som solcellssystemen ger upphov till och det är mindre troligt att måttet används vid eget ägande för att beskriva investeringens värde.
Beslutskriterium	-

6.14 Rangordning av investeringsprojekt

Rangordning av investeringsprojekt kan krävas om företaget inte har tillgång till likvida medel för att investera i flera lönsamma investeringsprojekt eller om det finns flera investeringar som löser samma problem. Vilken kalkylmetod som ska användas beror på vilka motiv investeraren har för att rangordna investeringsprojekt. Det kan handla om rangordning på grund av:

- Brist på kapital
- Investeringsprojekt med olika ekonomisk livslängd (Olsson, 2005)

Rangordning med hjälp av paybackmetoden kan göras för alla typer av rangordning om man accepterar metodens tveksamma antaganden. Försiktighet rekommenderas vid användningen av denna metod. Metoden kan användas vid tillfällen då ungefärligt underlag accepteras. Internräntemetoden bör ej användas för rangordning (Olsson, 2005).

I Tabell 24 finns en sammanfattning över metoder att använda vid olika typer av anledningar till rangordning.

Tabell 24 Sammanfattning av rangordning vid jämförelser mellan alternativa investeringsprojekt. Egen illustration baserat på (Olsson, 2005).

Råder det brist på kapital?			
Ja (använd relativa mått)		Nej (använd absoluta mått)	
Har investeringsprojekten samma ekonomisk livslängd?		Har investeringsprojekten samma ekonomisk livslängd?	
Ja (använd totala eller årsvisa mått)	Nej (använd årsvisa mått)	Ja (använd totala eller årsvisa mått)	Nej (använd årsvisa mått)
Nuvärdeskvot Annuitetskvot Tillväxtränta	Annuitetskvot	Nuvärde Annuitet	Annuitet

7 Lönsamhet och känslighetsanalys – solvärmesystem

I nedanstående avsnitt beskrivs inledningsvis generella nyckeltal för solvärmesystem kopplat till investeringskalkylering. Därefter appliceras kunskap på ett specifikt fall, lönsamhetsbedömningar presenteras följt av känslighetsanalyser samt en avslutande diskussion kopplat till avsnittet.

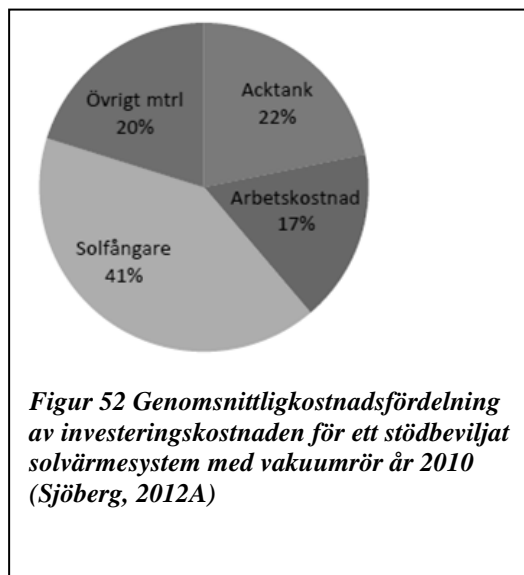
7.1 Nyckeltal för solvärmesystem inom investeringskalkylering

7.1.1 Investeringskostnad

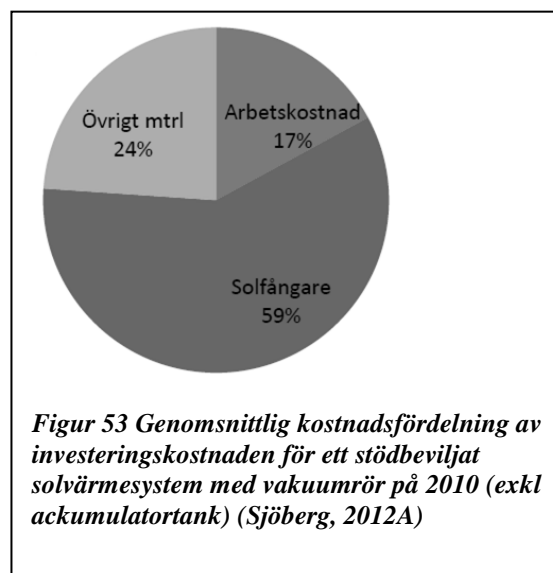
Investeringskostnaden består av inköpspriset för solfångarna och eventuellt ackumulatortanken, övrigt material samt förprojekterings- och installationskostnad. Efter en sammanställning baserad på solvärmesystem som beviljades statligt bidrag under 2010 stod solfångaren (vakuumsolfångare) för den största delen av investeringskostnaden (exklusive förprojekteringskostnad) (se Figur 52). I genomsnitt stod installationskostnaden för den minsta delen av investeringskostnaden (Sjöberg, 2012A). Motsvarande siffror för ett solvärmesystem med plan solfångare skiljde sig endast marginellt och redovisades därför inte i rapporten (exempelvis inköpspriset för plan solfångare utgjorde istället 42 %) (Sjöberg, 2012B). De fall som inte investerade i en ackumulatortank hade en lägre investeringskostnad där vakuumsolfångaren utgjorde hela 59 % av investeringskostnaden (se Figur 53) (Sjöberg, 2012A). Dock ska man vara medveten om att statistiken avser småhus. Resultatet som pekar på att solfångarna står för en stor del av investeringskostnaden överensstämmer emellertid med en studie som gjordes på ett flerbostadshus med en solvärmeanläggning i Karlstad (Nilsson & Perers, 2004).

Priset för en solfångare varierar mellan 2000 till 5000 kr per kvadratmeter beroende på typ (Svensk Solenergi, u.d.). Enligt en svensk energikonsult med specialisering på solvärme, kan man dock hitta solfångare för 1500 kr per kvadratmeter (Lennermo, 2012B). I jämförelse med tidigare har prisskillnaden mellan vakuumsolfångare och plana solfångare minskat rejält. I Figur 54 är det tydligt genom att priset för vakuumsolfångare har sjunkit medan det har ökat för plana solfångare. Priset är uttryckt per kvadratmeter aperturarea (Sjöberg, 2012B)

Investeringskostnaden för ett helt solvärmesystem beror givetvis på storleken men även på en mängd andra faktorer vilket gör det svårt att få en exakt siffra. Exempel på faktorer som påverkar är höjden på taket, skyddsräcken, montering med eller utan ställning, längden på rördragning och om den sker utomhus eller inomhus, styrning, huruvida en tank krävs, inkoppling mot befintligt system med mera (Lennermo, 2012B). Dessutom varierar priset mellan olika leverantörer. Används en ackumulatortank i systemet krävs generellt 50-75 liter värmelager per kvadratmeter solfångare i ett varmvattensystem medan motsvarande siffra för ett kombisystem (uppvärmning inkluderat) är 75-125 liter (Andrén, 2011). Kostnaden för plåtskalet är bara en del av tankkostnaden, sedan tillkommer isolering och invändig eller utvändigt värmeväxlare. Hittar man ingen lämplig plats för tanken i fastigheten kan man behöva göra en utbyggnad vilket gör det än dyrare (Lennermo, 2012B). En rimlig investeringskostnad

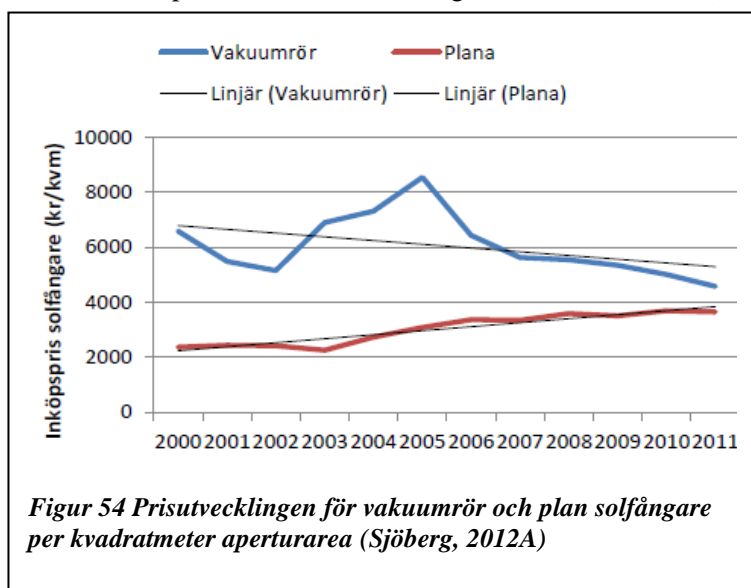


Figur 52 Genomsnittlig kostnadsfördelning av investeringskostnaden för ett stödbeviljat solvärmesystem med vakuumsolfångare år 2010 (Sjöberg, 2012A)



Figur 53 Genomsnittlig kostnadsfördelning av investeringskostnaden för ett stödbeviljat solvärmesystem med vakuumsolfångare på 2010 (exkl ackumulatortank) (Sjöberg, 2012A)

för ett större, komplett solvärmesystem (över 300 m²) i anslutning till ett flerbostadshus ligger runt 3000-4000 kr per kvadratmeter solfångare (Dalenbäck, 2004). Gunnar Lennermo uppger en högre investeringskostnad, i bästa fall 6000 kr per kvadratmeter solfångare för ett färdigt system med tank men det är lätt att hamna på en kostnad över 10 000 kronor per kvadratmeter (Lennermo, 2012B). För de större solvärmeprojekt som beviljades statligt bidrag under 2010 var den genomsnittliga kostnaden 1,29 kr/kWh/år med en antagen livslängd på 20 år och kalkylränta på 4 %.



Med en kalkylränta på 5 % blev motsvarande siffra 1,41 kr/kWh/år (Sjöberg, 2012A). Som nämnts tidigare är investeringskostnaden för ett solvärmesystem som kopplas primärt eller sekundärt-mini till fjärrvärmenätet generellt lägre på grund av att det inte krävs någon ackumulatortank samtidigt som inkopplingen är enklare. Å andra sidan blir värmeutbytet oftast sämre för primärinkoppling på grund av den höga arbetstemperaturen (Jonsson, 2006).

7.1.2 Drift och underhållskostnad

För att uppnå en lång livslängd på hela solvärmesystemet är det viktigt att installationsarbetet blir rätt utfört och att systemet underhålls. Trots det uppstår lätt oförutsägbara kostnader som exempelvis i kvarteret Byalaget, ägt av Lunds kommunala fastigheter (LKF) där problem med en ventil ledde till att systemet kokade och flera delar tvingades bytas ut (Boo, 2005). Ett annat exempel är EKSTAS solvärmeanläggning i Hammerö som på grund av en trasig avluftare tvingades stoppa produktionen ett tag (Edelborg, et al., 2008). Underhållskostnaderna för EKSTA låg på 9 kr/m² för år 2009. Sedan dess har de ökat till 32 respektive 24 kr/m² och år 2010 respektive 2011. Ökningen beror framförallt på att de överlämnade ansvaret för underhåll på rörläggare från att ha tagit hand om det själva (Andersson, 2012A). Välkonstruerade solfångare kan som tidigare nämnts hålla i 30-40 år utan en större försämring av verkningsgraden (Dalenbäck, 2012A). Dock räknar man ekonomiskt oftast med en livslängd på 20-25 år. Under den tiden kan vissa komponenter såsom pumpar och reglerutrustning behöva bytas (Kjellsson, 2012). Driftkostnaden för ett solvärmesystem är relativt små och utgörs framförallt av eldriften till cirkulationspumpen. Elanvändningen beror på cirkulationspumpens storlek (som i sin tur beror på solvärmeanläggningens storlek) och drifttiden (Andersson, 2012B). För mindre anläggningar kan driftkostnaden uppskattas till 1-3 % av investeringskostnaden. Drift- och underhållskostnaden för storskaliga solvärmeprojekt ligger runt 3-5 % av investeringskostnaden, men det finns fall där den har varit så låg som 0,5-1 % (André, 2011).

7.1.3 Subventioner

Tidigare kunde man söka bidrag/stöd hos länsstyrelsen för att installera solvärme men sedan första januari 2012 är det borttaget (Svensk Solenergi, u.d.). Det är inte heller möjligt att söka ROT-avdrag för installationsarbetet i Vasakronan och andra företags fall eftersom det endast gäller för privatpersoner (Klang, 2012).

7.1.4 Prismodell för fjärrvärme

Då fastigheten som undersöks använder fjärrvärme för att täcka värmebehovet är det viktigt att undersöka fjärrvärmepriset och hur det antas utvecklas då det avgör hur lönsam en solvärmeanläggning blir. En mer specifik beskrivning av den aktuella fastighetens fjärrvärmeavtal finns i avsnitt 7.4.

Priset för fjärrvärme varierar beroende på fjärrvärmeleverantör och avtal. Fjärrvärmepriset för företagskunder kan delas in i effektpris, flödespris och energipris. Beroende på avtal kan dessa antingen vara fasta eller rörliga under året. Det börjar bli allt vanligare att fjärrvärmeproducenter går från en prismodell med fasta priser till mer rörliga priser (Stridsman, et al., 2012).

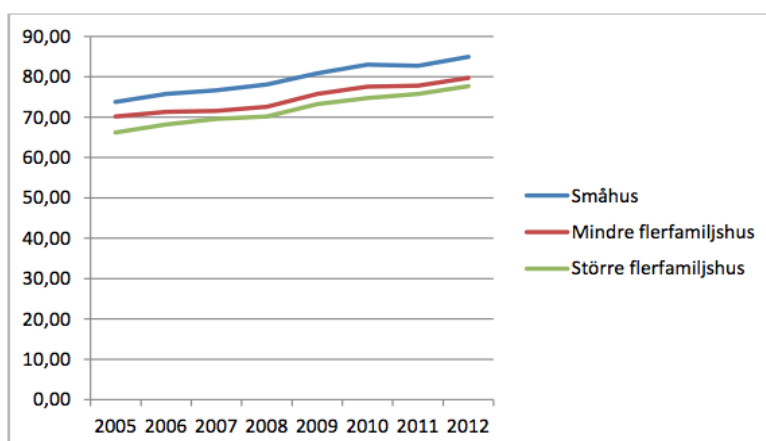
E.ONs nya rörliga prismodell för företag åskådliggörs i Tabell 25. I den är alla delar rörliga, använder man ingen energi en månad behöver man inte heller betala något (Elbing, 2012B). Syftet med den nya prismodellen är att uppmuntra energieffektivisering genom sänkt kostnad redan efter en månad om åtgärder genomförs (E.ON Sverige AB, u.d.). Energipriset per kWh varierar under året, indelat i tre olika säsongspriser: sommar, vinter samt vår och höst. Priset är som lägst under sommaren när efterfrågan på värme är som minst medan det omvända gäller under vintern. I energipriset ingår energi- och miljöskatter. Effektdelen kommer inte längre bestämmas årsvis utan variera månadsvis då effekten för fastigheten baseras på den högst uppmätta dygnsmedeleffekten under förbrukningsmånaden. Flödespriset kommer att korrigeras under året beroende på medelframledningstemperatur i nätet under förbrukningsmånaden. Det multipliceras sedan med volymen fjärrvärmevatten som har passerat värmeväxlaren (E.ON Försäljning Sverige AB, u.d.).

Tabell 25 E.ONs nya prismodell 2012 för företag i Malmö (E.ON Försäljning Sverige AB, u.d.)

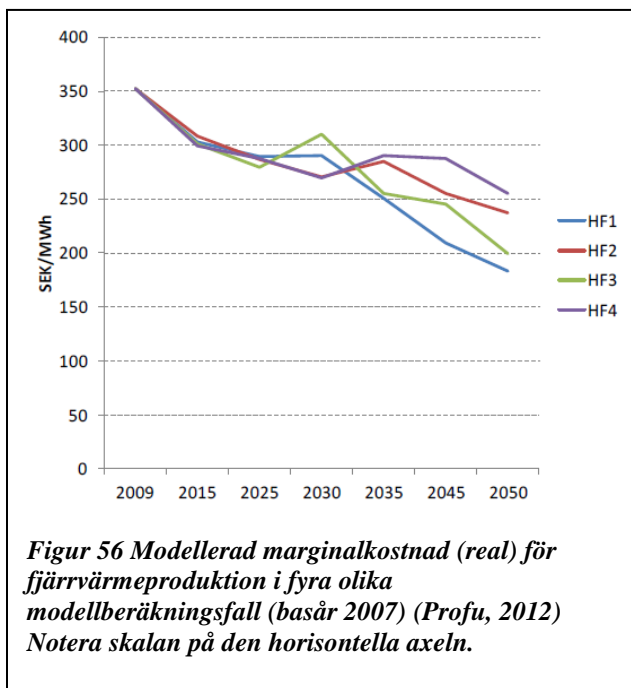
Priser	
Effektdel	
Effektpris	83,47 kr/kW
Flödesdel	
Flödespris	2,27 kr/m ³
Energidel	
Energipris december-mars	54,49 öre/kWh
Energipris april-maj, oktober-november	36,12 öre/kWh
Energipris juni-september	15,72 öre/kWh
Prisgaranti för avtal tecknade före 2012-01-01	
Totala kostnaden för effekt, flöde och energi är under året 2012 maximerad till	
	80 öre/kWh

7.1.5 Fjärrvärmeprisets utveckling

Sedan flera år tillbaka är trenden att fjärrvärmepriset ökar för varje år. I Figur 55 illustreras den genomsnittliga, reala prisutvecklingen på fjärrvärme för ett flerbostadshus. Real prisutveckling betyder att inflationens påverkan har räknats bort till skillnad från nominell prisutveckling.



Figur 55 Medelpris (öre/kWh) per kommun på fjärrvärme inklusive moms för olika huskategorier. Större flerfamiljshus innebär 5000 m², årligt värmebehov på 1000 MWh, flöde 20 000 m³ (2012 års prisnivå) (Svensk fjärrvärme, 2012)



Hur fjärrvärmepriset kommer förändras längre fram går inte att säga med säkerhet. Enligt Figur 56 kommer marginalkostnaden (det vill säga kostnaden för att producera ytterligare en enhet) för fjärrvärme att minska. Det beror på att fjärrvärmerna framförallt produceras i kraftvärmeverk som även producerar el. Enligt prognos kommer elpriset att fortsätta öka vilket innebär att elproduktionen kommer stå för de största kostnaderna och fjärrvärmens snarare blir en restprodukt som blir allt billigare (Profu, 2012). En annan rapport visar på liknande resultat, trots att priset för biobränslen väntas växa kommer det ökade elpriset göra att systempriset för fjärrvärme hålls nästintill konstant mellan 2010-2020 (Energimyndigheten, Naturvårdsverket, 2004).

7.1.6 Solvärme i kombination med fjärrvärme

Trots att det blir allt vanligare att större solvärmeprojekt kombineras med fjärrvärme är det inte alltid det blir ekonomiskt lönsamt. En utvärdering av de större solvärmeprojekt som beviljades statligt bidrag under 2010 visade att återbetalningstiden blev så lång som 20 år när det genomsnittliga fjärrvärmepriset för flerbostadshus användes. Då var dessutom solvärmestödet inkluderat i investeringskostnaden. Bäst ur ekonomisk synvinkel är istället att ersätta/kombinera uppvärmningsformer som el och olja med solvärme (Sjöberg, 2012A). Att solvärme och fjärrvärme trots allt kombineras tordes därför bero på andra skäl än lönsamhet. I Bostadsrättsföreningen Örnens fall var främsta syftet att minska miljöpåverkan (men även minska framtida energikostnader) och det överensstämmer sannolikt med andras ändamål (Aquasol, u.d.).

7.2 Investeringskostnad

Tidigare kunde man söka bidrag hos länsstyrelsen för att installera solvärme men sedan första januari 2012 är det borttaget (Svensk Solenergi, u.d.). Beroende på vilka man anlitar för att leverera komponenter samt installera solvärmesystemet varierar givetvis investeringskostnaden. Därtill beror kostnaden för en specifik anläggning mycket på dess förutsättningar. Från avsnitt 7.1.1 nämns en kostnad på i bästa fall 6000 kr per kvadratmeter solfångare för ett färdigt system men mer rimligt är en kostnad på över 10 000 kr per kvadratmeter. I båda fallen inkluderas dock ackumulatortank vilket inte är aktuellt för de undersökta systemen på Carl Gustav 5. I en rapport har investeringskostnaden för en primäranläggning uppskattats till 6600 kr per kvadratmeter plan solfångare respektive 9500 kr per kvadratmeter vakuumsolfångare (Rossing, 2011). I en annan rapport har en lägre investeringskostnad för primäranläggning uppgetts, 4500 kr per kvadratmeter solfångare (Jonsson, 2006). Sekundäranläggning-mini har liknande komponenter som primäranläggning och hamnar därmed på liknande investeringskostnad. Ju större solfångaranläggningen är desto billigare blir ofta kostnaden för ett solvärmesystem per kvadratmeter solfångare, men fortfarande med ett ökat totalpris. Det innebär att sekundäranläggning-mini borde vara något dyrare per kvadratmeter solfångare. Medan den första rapporten antar att investeringskostnaden för sekundäranläggning-mini är lika stor som primäranläggning uppger den andra en investeringskostnad som är något högre, 5000 kr per kvadratmeter (Rossing, 2011; Jonsson, 2006).

För byggnaden ifråga kommer Aquasols budgetpriser för solanläggningar användas för att beräkna investeringskostnad (se Tabell 26). Istället för Aquasols solfångare kommer Figur 54 (värden för 2011) att användas för att uppskatta kostnaden per kvadratmeter solfångare. Då den aktuella

fastigheten är högre än 16 meter får man räkna med att upplyft med kran antagligen kommer bli dyrare ifall det skulle genomföras.

Tabell 26 Budgetpriser för solanläggningar vid olika storlekar (Wiman, 2012)

	Budgetpriser kr/m ² (exkl. moms) vid anläggning med solfångararea				
	60 m ²	120 m ²	250 m ²	500 m ²	1000 m ²
Solfångare BIG AR	2800	2700	2600	2500	2400
Montering på tak med upplyft 16 m kran	1100	1000	900	800	700
Montering med bentriangel med upplyft 16 m kran	1500	1400	1300	1200	1100
Rördragning med isolering av solrör (material + arbete)	2100	1900	1600	1400	1200
Övriga kostnader (konsult, garantipåslag, byggmöte och så vidare)	1300	1200	1000	850	650
Solvärmetankar alternativt solfjärrvärmecentral	1500	1300	1200	1000	900
Kostnader för material, rör och eldragning i apparatrum tillkommer.					

7.2.1 Primäranläggning

7.2.1.1 Alternativ 1

Sedan tidigare har solfångararean uppskattats till 72 m² för primäranläggning-alternativ 1. Enligt Figur 54 är inköpspriset för en vakuumsolfångare runt 4600 kr/m² för 2011. Observera att priset är angivet per kvadratmeter aperturarea, per kvadratmeter byggarea blir det 3680 kr med tidigare antagande att byggarean är 25 % större än aperturarea. Resterande kostnader finns i Tabell 26 under 60 m², som ligger närmast 72 m² solfångare. För alternativ 1 krävs bentrianglar för att få en lutning på 30° på solfångarna. Den slutliga investeringskostnaden presenteras i Tabell 27.

Tabell 27 Investeringskostnad för primäranläggning-alternativ 1

	Investeringskostnad kr/ m ² solfångare	Investeringskostnad totalt kr (multiplicerat med 72 m ²)
Vakuumsolfångare (se Figur 54)	3680	264 960
Montering med bentriangel med upplyft 16 m kran	1500	108 000
Rördragning med isolering av solrör (material + arbete)	2100	151 200
Övriga kostnader (konsult, garantipåslag, byggmöte och så vidare)	1300	93 600
Solfjärrvärmecentral	1500	108 000
Kostnader för material, rör och eldragning i apparatrum tillkommer.		
Summa SEK (exkl. moms)	10 080	725 760

7.2.1.2 Alternativ 2

Alternativ 2 har utrymme för en större anläggning, 119,5 m². Därmed har budgetuppgifter för 120 m² solfångaranläggning från Tabell 26 använts. För detta alternativ behövs inga bentrianglar. Den slutliga investeringskostnaden presenteras i Tabell 28.

Tabell 28 Investeringskostnad för primäranläggning-alternativ 2

	Investeringskostnad kr/m ² solfångare	Investeringskostnad totalt kr (multipliserat med 119,5 m ²)
Vakuurrörsolfångare (se Figur 54)	3680	439 760
Montering på tak med upplyft 16 m kran	1000	119 500
Rördragning med isolering av solrör (material + arbete)	1900	227 050
Övriga kostnader (konsult, garantipåslag, byggmöte och så vidare)	1200	143 400
Solfjärrvärmecentral	1300	155 350
Kostnader för material, rör och eldragning i apparatrum tillkommer.		
Summa SEK (exkl. moms)	9080	1 085 060

7.2.2 Sekundäranläggning-mini

7.2.2.1 Alternativ 1

För sekundäranläggning-mini – alternativ 1 har solfångararean uppskattats till 56,6 m². Då kostnad för mindre anläggningar saknas används uppgifterna för 60 m² solfångaranläggning. Skillnaden från primäranläggning-alternativ 1 förutom storleken är att plan solfångare används istället. Enligt Figur 54 är inköpspriset för en plan solfångare runt 3700 kr/m² (aperturarea) för 2011. Med tidigare antagande att byggarean är 10 % större än aperturarea blir inköpspriset per m² byggarea 3364 kr. Den slutliga investeringskostnaden presenteras i Tabell 29.

Tabell 29 Investeringskostnad för sekundäranläggning-mini - alternativ 1

	Investeringskostnad kr/m ² solfångare	Investeringskostnad totalt kr (multipliserat med 56,6 m ²)
Plan solfångare (se Figur 54)	3364	190 402
Montering med bentriangel med upplyft 16 m kran	1500	84 900
Rördragning med isolering av solrör (material + arbete)	2100	118 860
Övriga kostnader (konsult, garantipåslag, byggmöte och så vidare)	1300	73 580
Solfjärrvärmecentral	1500	84 900
Kostnader för material, rör och eldragning i apparatrum tillkommer.		
Summa SEK (exkl. moms)	9764	552 642

7.2.2.2 Alternativ 2

För alternativ 2 är solfångararean istället 66 m². I Tabell 30 visas den slutliga investeringskostnaden.

Tabell 30 Investeringskostnad för sekundäranläggning-mini –alternativ 2

	Investeringskostnad kr/m ² solfångare	Investeringskostnad totalt kr (multipliserat med 66 m ²)
Plan solfångare (se Figur 54)	3364	222 024
Montering på tak med upplyft 16 m kran	1100	72 600
Rördragning med isolering av solrör (material + arbete)	2100	138 600
Övriga kostnader (konsult, garantipåslag, byggmöte och så vidare)	1300	85 800
Solfjärrvärmecentral	1500	99 000
Kostnader för material, rör och eldledning i apparatrum tillkommer.		
Summa SEK (exkl moms)	9 364	618 024

7.3 Drift och underhållskostnad

Drift- och underhållskostnad är svårt att uppskatta för en specifik anläggning. Dessutom varierar underhållskostnaden beroende på om det är kunden själv som tar hand om det eller om utomstående anlitas. I avsnitt 7.1.2 anges en drift- och underhållskostnad på mellan 3-5 % av investeringskostnaden för storskaliga solvärmeprojekt. Trots att anläggningarna på Carl Gustav 5 troligen är för små för att tillhöra den kategorin har både sekundär-mini och primäranläggningen antagits ha en drift- och underhållskostnad på 3 % av investeringskostnaden under solvärmesystemets ekonomiska livslängd. Dessutom kan vissa komponenter såsom pumpar och reglerutrustning behöva bytas under solfångarnas ekonomiska livslängd. I lönsamhetsberäkningen har cirkulationspumpen antagits behöva bytas efter 15 år enligt Vasakronans lathund över olika komponenters tekniska och ekonomiska livslängd. Kostnaden för pumpen beror bland annat på dess storlek vilket i sin tur beror på fastighetens förutsättningar, flöde, tryckfall med mera. Ett värde har tagits ifrån en liknande anläggning som har solfångare placerade i öster och söder på vardera 66 m². I den anläggningen används en cirkulationspump på 180 W (Warfinge, 2005). Solvärmearnläggningarna på Carl Gustav 5 har grovt uppskattats behöva samma storlek vilket i verkligheten inte stämmer exakt. En cirkulationspump (Wilco Top S 30/10) med samma effekt och som används till solvärmearnläggningar uppgavs i Aquasols prislista kosta 3800 kr (Aquasol, 2012; IVT, u.d.).

7.4 Fjärrvärmepris

Ur lönsamhetssynpunkt är fjärrvärmepriset som fastigheten betalar viktigt eftersom varje producerad kWh solvärme ersätter motsvarande antal kWh fjärrvärme. Ju högre fjärrvärmepriset är desto fördelaktigare blir solvärme. Till skillnad från prismodellen i avsnitt 7.1.4 har Vasakronan för tillfället ett specialavtal med E.ON som bygger på fasta priser under året, med viss variation mellan åren (Vasakronan Intranätet, 2012). Det innebär att energipriset per kWh är konstant under året och debiteringseffekten bestäms årsvis utifrån medelvärdet av de 2 senaste årens medeleffektuttag, inte månadsvis. Medeleffektuttagen bestäms i sin tur av den normalårskorrigerade värmearvändningen januari-februari (E.ON Försäljning Sverige AB, 2011). Det är dock troligt att Vasakronan så småningom kommer byta till E.ONs rörliga prismodell (Elbing, 2012C). En annan skillnad är att flödesdelen i fjärrvärmepriset kan antingen vara en bonus eller avgift beroende på medelavkylningen i fastigheten det vill säga skillnaden mellan ingående och utgående fjärrvärmetemperatur (Vasakronan Intranätet, 2012). Medelavkylningen under perioden november-mars jämförs med ett referensvärde och är medelavkylningen i byggnaden högre belönas man med en bonus. En lägre medelavkylning straffas med en avgift (E.ON Försäljning Sverige AB, 2011). Det beror på att en låg medelavkylning innebär en hög returtemperatur vilket medför att andelen energi som kan utnyttjas ur bränslet i värmeverket blir lägre samtidigt som distributionsförlusterna blir högre (Kylén & Hejde, 2010). Kunden tjänar följaktligen på att ha en effektiv värmearnläggning som ger ett lägre fjärrvärme flöde och returtemperatur (Stridsman, et al., 2012).

7.5 Lönsamhet

Vid lönsamhetsberäkningar har följande investeringskalkyleringsmetoder använts:

- LCOE, levelized cost of energy
- Kapitalvärde
- Kapitalvärdeskvot
- Enkel payback (real)
- Internräntemetoden

Genom att använda flera metoder undviker man att vinkla resultatet åt ett visst håll. I Tabell 31 framgår vilken indata (standardvärden) som har använts för att beräkna lönsamheten.

Tabell 31 Indata för investeringskalkylerna

Installerad byggarea [m ²]	x (avsnitt 5.11.3)
Värmeproduktion under ett år per m² solfångare [kWh/m ²]	x (avsnitt 5.12)
Systemkostnad (material, projektering, installation) [SEK (inkl. moms)/m ²]	x (avsnitt 0)
Systemkostnad (totalt) [SEK (inkl. moms)]	x
Real drift- och underhållskostnad [% av investeringskostnaden]	3 (Andrén, 2011)
Real drift- och underhållskostnad, totalt [SEK (inkl. moms)/år]	x
Nyinvestering av cirkulationspump [SEK (inkl. moms)]	4199 (Aquasol, 2012; IVT, u.d.)
År för byte av cirkulationspump [år efter tidpunkten för installation av solvärmesystemet]	15 (Vasakronan Intranätet, 2012)
Solvärmesystemets ekonomiska livslängd [år]	25 (Kjellsson, 2012)
Real kalkylränta [%]	5,88 (Vasakronan Intranätet, 2012)
Värmepriset som kunden betalar under solvärmestimmar år 1 [SEK (inkl moms)/kWh]	0,5205 (Vasakronan Intranätet, 2012)
Real prisutveckling – fjärrvärme [% av initialårets fjärrvärmepris som fjärrvärmepriset ökar med varje år]	2,49
Moms [%]	10,5 (Vasakronan Intranätet, 2012) (se även avsnitt 10.3)

OBS x varierar beroende på vilken anläggning som undersöks.

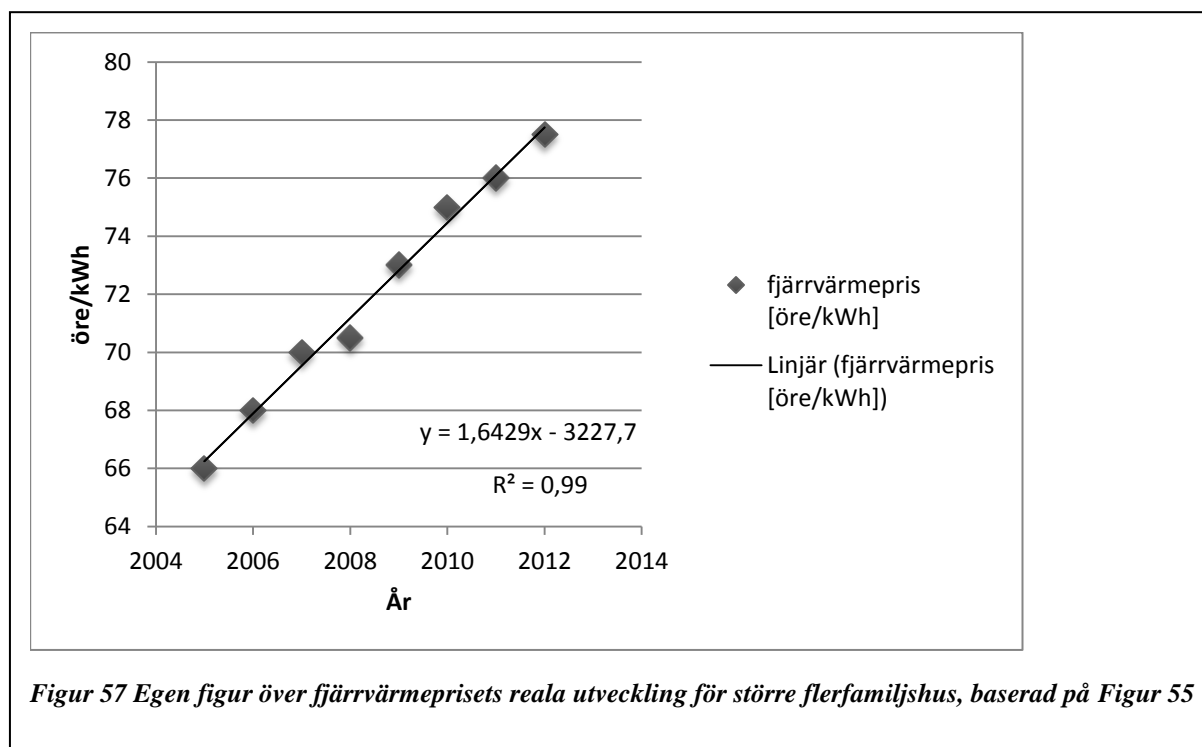
Den installerade byggarean varierar beroende på vilken av de fyra anläggningarna som undersöks och har uppskattats tidigare i avsnitt 5.11.3. Detsamma gäller standardvärdena för värmeproduktionen under ett år (se avsnitt 5.12). Värdena som används i det fallet är resultatet (utifrån byggarean) från de gjorda simuleringarna i Winsun 0709 (se alla i Tabell 14). Det ska tilläggas att årsproduktionen antas vara densamma under hela solvärmesystemets ekonomiska livslängd. Investeringskostnaden varierar likaså beroende på anläggning (se kapitel 0). Drift- och underhållskostnaden fördelas över solvärmesystemets ekonomiska livslängd och storleken i kronor beror på investeringskostnaden. Restvärdet, det vill säga kvarvarande värdet på solvärmesystemet när dess ekonomiska livslängd är slut antas vara noll.

För beräkning av fjärrvärmepriset har den fasta prismodellen i avsnitt 7.4 använts. Enligt E.ON kommer prismodellen för Vasakronan snart att ändras till den rörliga varianten beskriven i avsnitt 7.1.4. Då det inte skett någon ändring än (början av 2013) används därför den fasta prismodellen i lönsamhetsberäkningarna. För varje producerad kWh solvärme undviks kostnaden för 1 kWh inköpt fjärrvärme (specialfall vid överskottsvärme, se nedan). Det specifika fjärrvärmepriset i tabellen ovan

(52,05 öre/kWh) som har använts i beräkningarna är densamma som det fasta energipriset 2012 (inklusive 10,5 % moms). Effektagiften och flödesavgiften är således inte inkluderade. Flödesdelen som åtminstone 2012 bestod av en bonus i Vasakronans fall på grund av effektiv medelavkylning var i förhållande till effektdelen och energidelen under året väldigt liten. Därmed anses det inte göra någon större skillnad på resultatet. Förutom det kan flödesbonusen minska eller i värsta fall omvandlas till en flödesavgift vid sekundäranläggning. Ingen hänsyn har tagits till detta i lönsamhetsberäkningen men det bör tas i beaktning ifall en sådan inkoppling skulle bli aktuell. Effektdelen är inte heller inkluderad i fjärrvärmepriset eftersom effektagiften under året baseras på effektbehovet under den kallaste perioden (januari-februari). Under den perioden är solvärmesystemets bidrag minimalt och därmed påverkas inte effektagiften nämnvärt (Larsson, 2011). Byter man däremot till den rörliga prismodellen som varierar månadsvis borde rimligtvis effektanvändningen påverkas och därmed effektagiften delvis tas med i fjärrvärmepriset.

För primäranläggning är situationen i vissa fall annorlunda från sekundäranläggning eftersom den dimensioneras större och kan därmed producera överskottsvärme som kan säljas till fjärrvärmenätet. Detaljer om E.ONs avtal med solvärmeproducenter som är primärinkopplade till fjärrvärmenätet finns i avsnitt 7.1.4. På grund av Vasakronans specialavtal skiljer sig priset på köpt fjärrvärme och såld solvärme till nätet. Med tanke på att primäranläggningarnas värmeproduktion var relativt liten i jämfört med värmebehovet i fastigheten enligt Figur 50 antas all producerad värme användas inom fastigheten. Därmed används samma fjärrvärmepris som för sekundäranläggning (se Tabell 31).

Fjärrvärmeprisets utveckling baseras på Figur 55 i avsnitt 7.1.5. Utifrån värdena för större flerfamiljshus i figuren är det möjligt att göra en linjär regression för att undersöka trenden för fjärrvärmepriset (se Figur 57).



Figur 57 Egen figur över fjärrvärmeprisets reala utveckling för större flerfamiljshus, baserad på Figur 55

R^2 värdet indikerar att den linjära regressionen stämmer bra överens med datapunkterna. Utifrån trendlinjen går det att avläsa att den genomsnittliga ökningen är 1,6429 öre/kWh och år. Genom att dividera ökningen med utgångspunkten får man ut den procentuella ökningen för varje år jämfört med 2005, 2,49 % ($1,6429/66$). Den siffran har antagits vara densamma i Vasakronans fall med fjärrvärmepriset för 2012 som utgångspunkt.

7.5.1 Primäranläggning

7.5.1.1 Alternativ 1

I Tabell 32 presenteras lönsamheten vid standardvärden för primäranläggning-alternativ 1 utifrån olika investeringskalkyler. De fyra metoderna som har använts pekar gemensamt på att investeringen inte är lönsam. Enligt kapitalsvärdesmetoden är en investering lönsam om nuvärdet av inbetalningsöverskotten är lika med eller större än investeringskostnaden det vill säga kapitalvärdet (KV) är lika med eller större än noll. Enligt Tabell 32 är kapitalvärdet negativt och därmed lever investeringen inte upp till avkastningskravet på 5,88% real ränta. Kapitalkvoten i kapitalkvotsmetoden beräknas genom att dividera kapitalvärdet med grundinvesteringen. Är kapitalkvoten större än noll är investeringen lönsam men eftersom kapitalvärdet är negativt blir kapitalkvoten negativ. Investering är därför inte lönsam. LCOE (Levelized Cost Of Energy) visar hur mycket varje undvikt kWh värme från fjärrvärmenätet minst måste kosta under den ekonomiska livslängden för att kapitalvärdet ska bli noll, det vill säga att investeringen lever upp till det reala förräntningskravet om 5,88%. LCOE tar hänsyn till investeringskostnad, kalkylränta samt drift- och underhållskostnad under hela solvärmeanläggningens ekonomiska livslängd. I jämförelse med fjärrvärmepriset är denna mer än tre gånger så stor och därmed är solvärmeinvesteringen inte lönsam. Den enkla reala paybackmetoden ger samma slutsats då återbetalningstiden inte sker inom solvärmesystemets ekonomiska livslängd (25 år). För internräntemetoden är investeringen lönsam då internräntan är lika med eller större än kalkylräntan. Då kalkylräntan är 5,88 % och internräntan är -2,37 % är solvärmeinvesteringen inte lönsam.

I jämförelse med primäranläggning-alternativ 2 är denna anläggning bättre ur ekonomisk synvinkel.

Tabell 32 Resultat från lönsamhetsberäkningar

Kapitalsvärdesmetoden		Kapitalkvotsmetoden		LCOE	Enkel real payback	Internräntemetoden
Nuvärde av inbetalningsöverskott	275 439 SEK	Kapitalkvot	-0,66 (enhetslös)	1,80 SEK/kWh	Skер ej inom den ekonomiska livslängden	-2,37 %
Kapitalvärde (KV)	-526 531 SEK					

7.5.1.2 Alternativ 2

I Tabell 33 presenteras lönsamheten för primäranläggning- alternativ 2 utifrån olika investeringskalkyler. De fyra metoderna som har använts pekar gemensamt på att investeringen inte är lönsam. Utav alla alternativ är denna anläggning dessutom sämst ur kalkylmässig synvinkel. Det går att utläsa genom att kapitalvärde, kapitalkvot och internräntan är ännu större negativa tal och LCOE ger ett större, positivt tal för alternativ 2 jämfört med de andra.

Tabell 33 Resultat från lönsamhetsberäkningar

Kapitalsvärdesmetoden		Kapitalkvotsmetoden		LCOE	Enkel real payback	Internräntemetoden
Nuvärde av inbetalningsöverskott	366 224 SEK	Kapitalkvot	-0,69 (enhetslös)	2,01 SEK/kWh	Skер ej inom den ekonomiska livslängden	-3,11 %
Kapitalvärde (KV)	-832 767 SEK					

7.5.2 Sekundäranläggning-mini

7.5.2.1 Alternativ 1

Utav alla alternativ är denna anläggning bäst ur ekonomisk synvinkel. Trots det är investeringen inte lönsam då kapitalvärdet, kapitalkvoten och internräntan är negativa och LCOE ger ett pris som är högre än 1 kWh fjärrvärme (se Tabell 34). Därtill sker inte återbetalningstiden inom solvärmesystemets ekonomiska livslängd enligt den enkla reala paybackmetoden.

Tabell 34 Resultat från lönsamhetsberäkningar

Kapitalvärdesmetoden		Kapitalkvotsmetoden		LCOE	Enkel payback	Internränte metoden
Nuvärde av inbetalningsöverskott	264 216 SEK	Kapitalkvot	-0,57 (enhetslös)	1,44 SEK/kWh	Sker ej inom den ekonomiska livslängden	-0,85 %
Kapitalvärde (KV)	-346 454 SEK					

7.5.2.2 Alternativ 2

I Tabell 35 presenteras lönsamheten för sekundäranläggning-mini - alternativ 2 utifrån olika investeringskalkyler. De fyra metoderna som har använts pekar gemensamt på att investeringen inte är lönsam.

Tabell 35 Resultat från lönsamhetsberäkningar

Kapitalvärdesmetoden		Kapitalkvotsmetoden		LCOE	Enkel payback	Internränte metoden
Nuvärde av inbetalningsöverskott	243 439 SEK	Kapitalkvot	-0,64 (enhetslös)	1,74 SEK/kWh	Sker ej inom den ekonomiska livslängden	-2,13 %
Kapitalvärde (KV)	-439 477 SEK					

7.6 Känslighetsanalys

Standardvärdena som har använts i investeringskalkylerna i avsnitt 7.5 är till viss del antagna. Av den anledningen är det intressant att göra en känslighetsanalys för att se hur känslig lönsamhetsmåttet är för förändringar av antagandena. Genom att variera en parameter i taget blir det även tydligt vilken som har störst påverkan på investeringens lönsamhet. I Tabell 36 framgår vilka faktorer som varieras samt vilka värden som har använts i känslighetsanalyserna. På grund av att trenderna var densamma för alla anläggningar, med viss variation av värdena, visas bara resultatet för primäranläggning-alternativ 1 för att undvika upprepning (i appendix 15.3 är det även möjligt att se motsvarande resultat för sekundäranläggning mini-alternativ 1). Det kan tilläggas att liksom lönsamhetsberäkningarna var sekundäranläggning mini-alternativ 1 lönsammast, följt av sekundäranläggning mini-alternativ 2, primäranläggning-alternativ 1 och sist primäranläggning-alternativ 2.

Tabell 36 Faktorer som varierar i känslighetsanalysen

	Standardvärde	Startvärde för känslighetsanalys	Slutvärde för känslighetsanalys
Real kalkylränta [%]	5,88	0	10
Värmeproduktion under ett år per m ² solfångare [kWh/m ²]	487,1	250	750
Investeringskostnad [SEK (inkl. moms)/m ² solfångare]	11 138,4	4200	15 000
Drift- och underhållskostnad [% av investeringskostnad]	3	1	5
Solvärmesystemets ekonomiska livslängd [år]	25	20	30
Nyinvestering av cirkulationspump [SEK (inkl. moms)]	4199	2000	6000
År för byte av cirkulationspump [år efter tidpunkten för installation av solvärmesystemet]	15	10	20
Real prisutveckling-fjärrvärme [% av initialårets fjärrvärmepris som fjärrvärmepriset ökar med varje år]	2,49	-0,647	3,55

Genom att minska den årliga värmeproduktionen i känslighetsanalysen kan man ta hänsyn till energiförluster som inträffar innan leverans till värmeväxlaren. En ökning kan också vara aktuell ifall en effektivare solfångare än den i simuleringsprogrammet Winsun 0709 används. Startvärdet för investeringskostnaden representerar hur mycket solvärmesystemet får kosta för att primäranläggning-alternativ 1 ska få en återbetalningstid på 15 år utifrån de värden som har använts, och därmed bättre kunna konkurrera med fjärrvärme. Det är på så sätt ett kostnads mål för leverantörer att eftersträva. Slutvärdet för investeringskostnaden i känslighetsanalysen har uppskattats utifrån olika rapporter som nämns i kapitel 0. Drift- och underhållskostnaden som procent av investeringskostnaden baseras på uppgifter för storskaliga solvärmeprojekt (Andrén, 2011). Start- och slutvärden för den reala prisutvecklingen för fjärrvärme har uppskattats utifrån uppgifter från avsnitt 7.1.5. Enligt Figur 56 sid 90 är det modellerat att marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen kommer att minska. Scenarierna i figuren skiljer sig bland annat genom olika energibehov, fossilbränslepriser och CO₂ priser (Profu, 2012). Utgår man ifrån att minskningen är linjär mellan start och slutvärden samt att slutvärdet är ett medel av alla fyra scenarier blir den årliga minskningen 0,3049 öre/kWh ((35-25)/(2050-2009)).

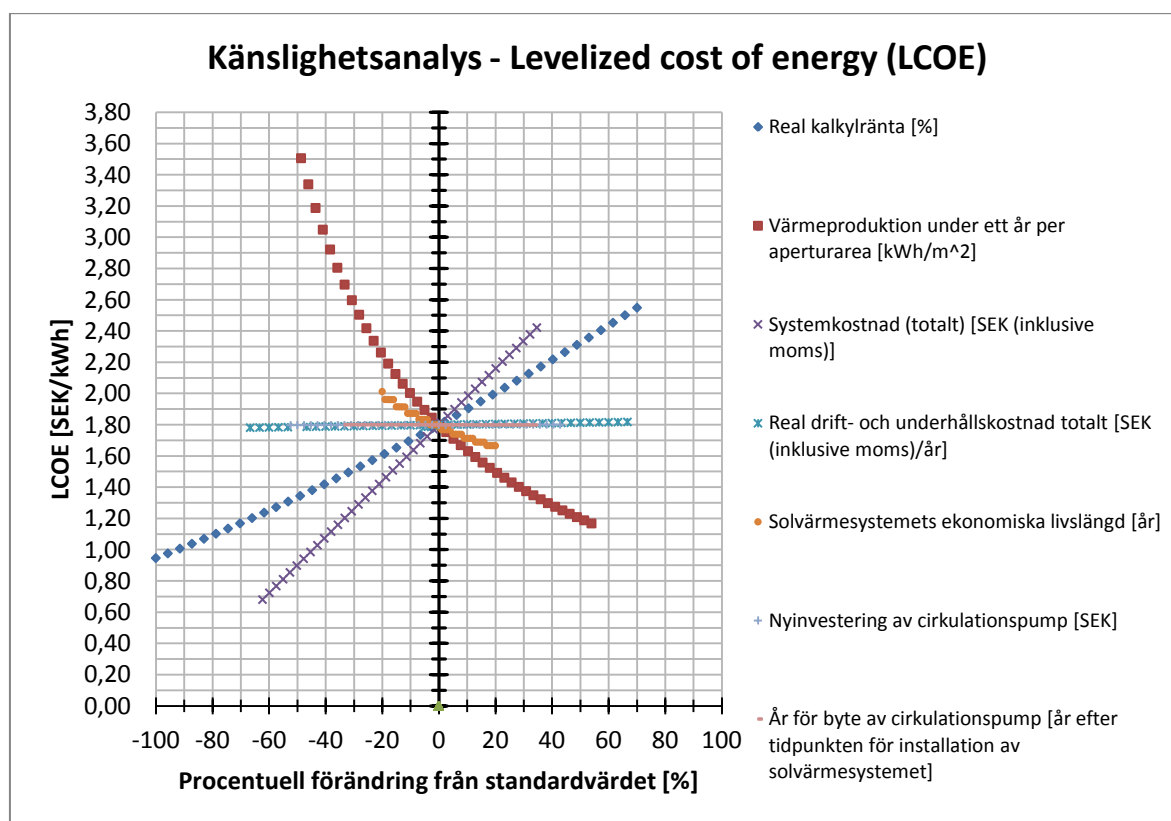
Fjärrvärmepriset bestäms till viss del utifrån marginalkostnaden men även andra faktorer som exempelvis kostnad för alternativa uppvärmningsformer som finns på marknaden (Skoldberg, et al., 2011). Om man därmed väldigt förenklat antar att Vasakronans fjärrvärmepris minskar lika mycket som marginalkostnaden i Figur 56, men inkluderat 10,5 % moms, blir prisminskningen -0,647 % per år utifrån 2012 års prisnivå (0,3049*1,105/52,05). Detta har därmed använts som startvärde i känslighetsanalysen. Slutvärdet baseras istället på Figur 55 som visar tidigare trender mellan 2005-2012. Från 2008 till 2009 skedde den största ökningen av fjärrvärmepriset, ungefär 3,55 % ((73-

70,5)/70,5), vilket i sin tur antas representera den största årliga ökningen av Vasakronans fjärrvärmepris, benämnt som slutvärdet i känslighetsanalysen.

7.6.1 Primäranläggning

7.6.1.1 Alternativ 1

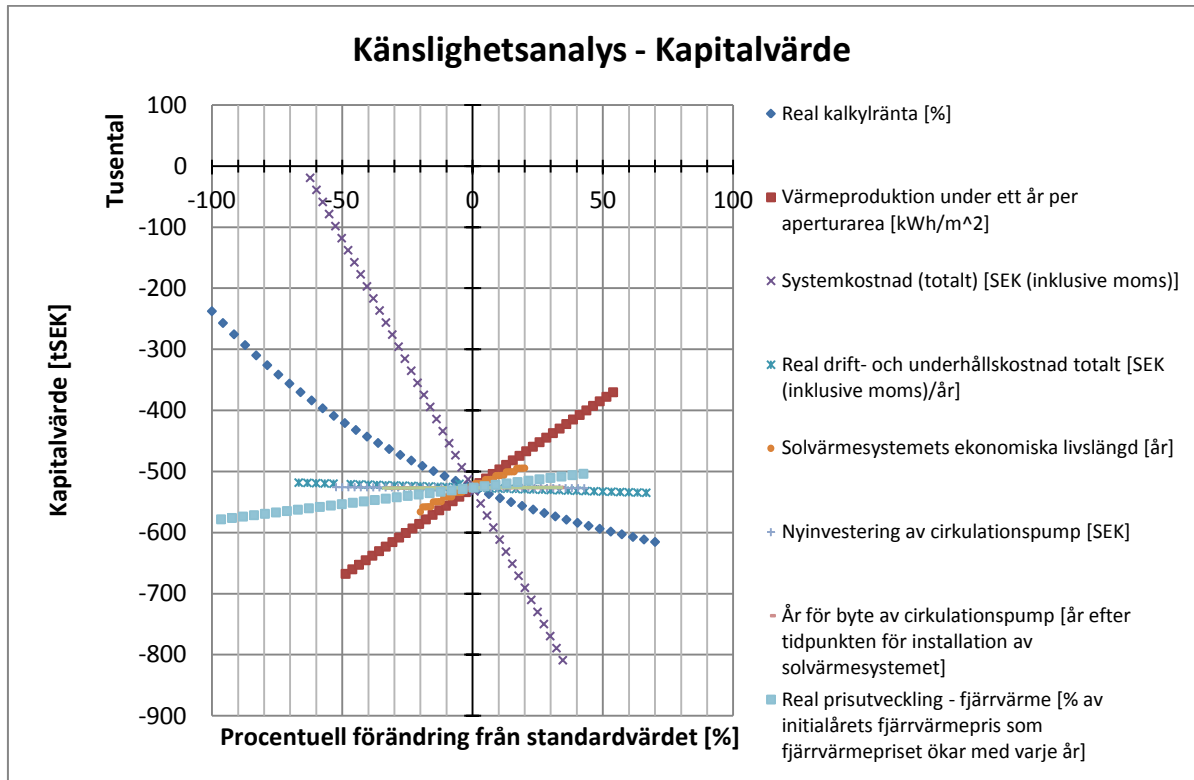
I Figur 58 framgår det hur LCOE-värdet varierar beroende på hur olika parametrar från Tabell 36 förändras. Det är tydligt att den årliga värmeproduktionen från anläggningen har störst påverkan på lönsamheten. Utifrån de start- och slutvärden som har använts kan dock inte solvärmesystemet konkurrera med priset för fjärrvärme (se Tabell 31), för det behöver årsproduktionen från solvärmeanläggningen öka ytterligare. Därefter spelar storleken på systemkostnaden (investeringskostnaden) stor roll. Minskar systemkostnaden till 4200 kr/m² solfångararea är priset för 1 kWh solvärme relativt nära nuvarande pris för 1 kWh fjärrvärme. Den reala kalkylräntan påverkar också resultatet men trots att det minsta värdet är satt till 0 % blir inte solvärme billigare än fjärrvärme. Solvärmesystemets ekonomiska livslängd inverkar på resultatet men inte särskilt mycket under livslängderna som har valts. Drift- och underhållskostnader, kostnaden för nyinvestering av cirkulationspump och efter hur många år den byts påverkar inte priset för 1 kWh solvärme nämnvärt.



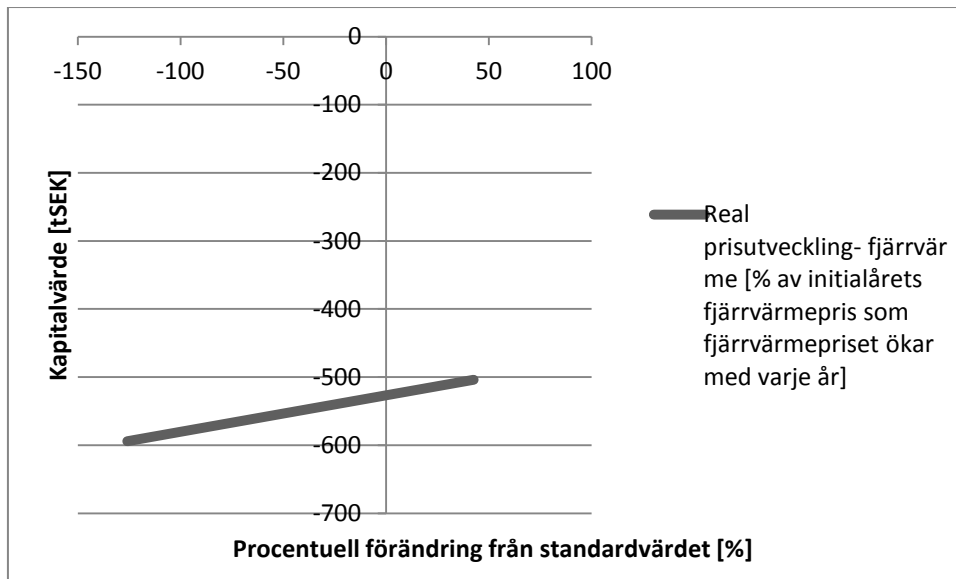
Figur 58 Känslighetsanalys med hjälp av LCOE metoden. Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 32

I Figur 59 visas istället lönsamheten utifrån kapitalvärdesmetoden. Som nämnts tidigare ska kapitalvärdet vara lika med eller större än noll för att investeringen ska vara lönsam. Ingen av parametrarna i känslighetsanalysen gör investeringen lönsam utifrån de värden som har använts, men systemkostnaden kommer mycket nära och har störst effekt på resultatet. Därefter spelar värmeproduktionen och real kalkylränta stor roll på storleken på kapitalvärdet. Liksom i tidigare figur

har förändring av drift- och underhållskostnad och investering av ny cirkulationspump mindre betydelse på resultatet. Den reala prisutvecklingen för fjärrvärme inkluderas även i denna metod men eftersom intervallet (procentuell förändring från standardvärdet) är utanför presenteras den även separat i Figur 60. Enligt båda figurerna är påverkan på kapitalvärdet förhållandevis liten utifrån de värden som valts.

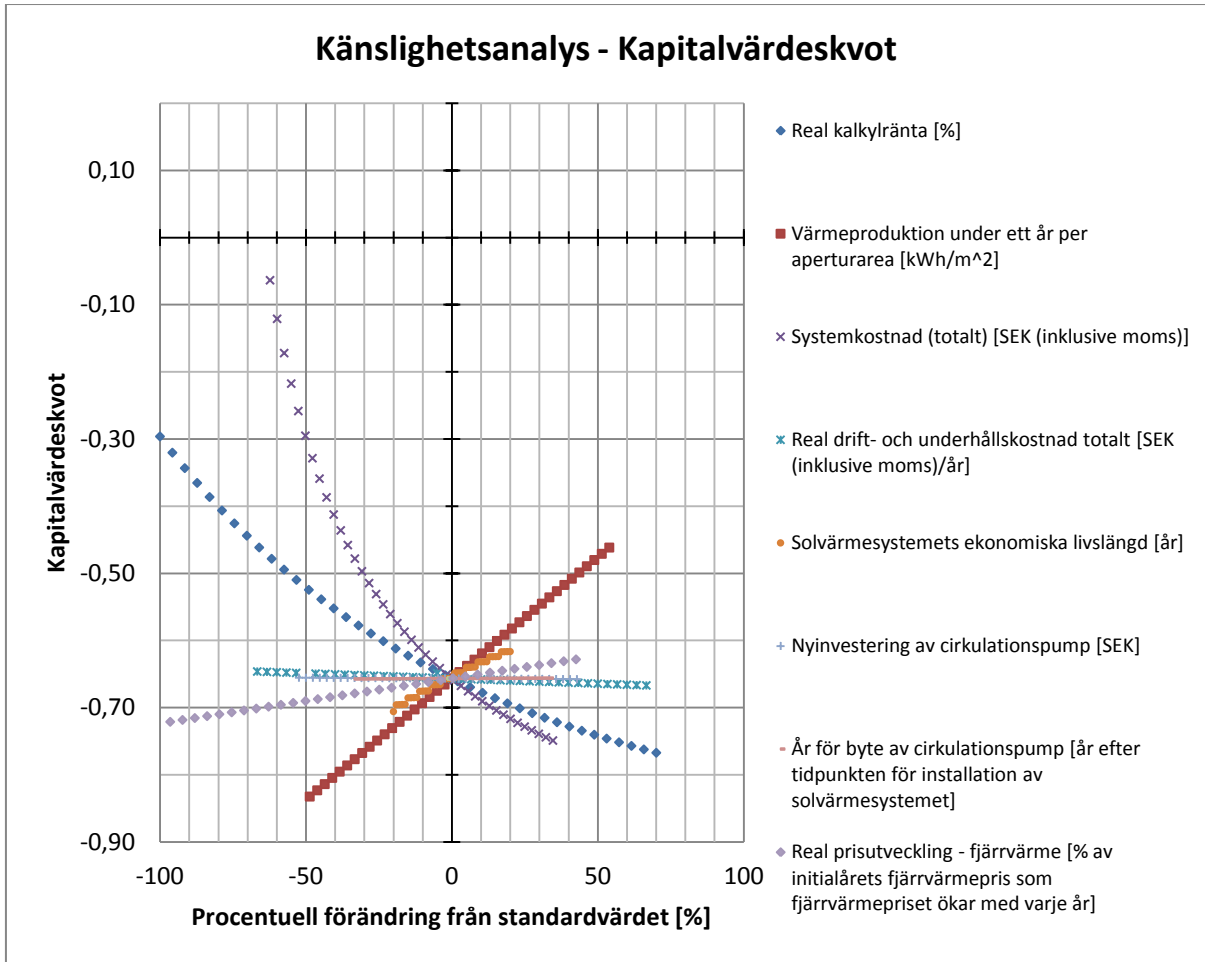


Figur 59 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdemetoden
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 32

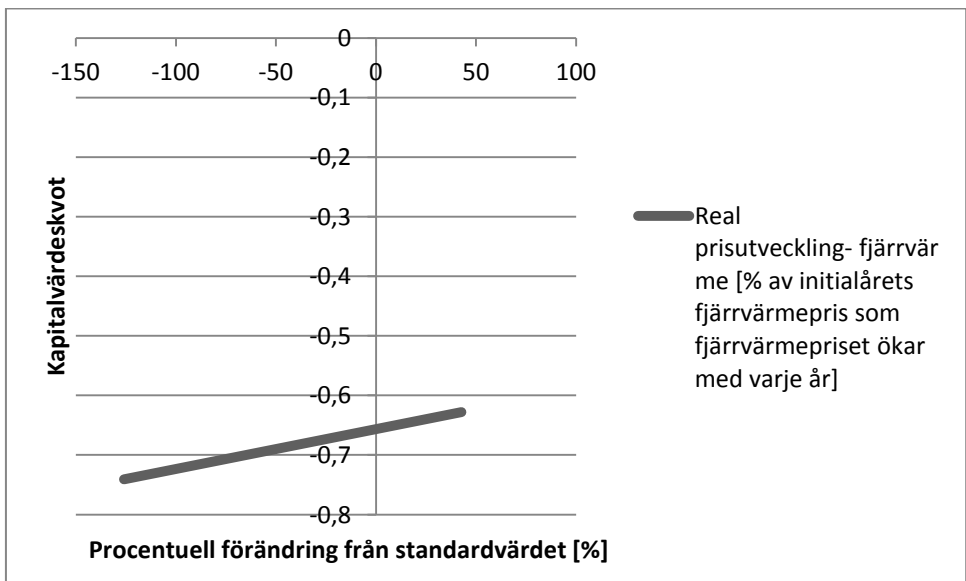


Figur 60 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdesmetoden, med endast fjärrvärmeprisets reala prisutveckling. Notera att intervallet på y-axeln är mindre än i figuren ovan.

Figur 61 är nära kopplad till Figur 59 och uppvisar liknande resultat. Systemkostnad, storleken på värmeproduktionen samt real kalkylränta är de faktorer som påverkar kapitalvärdeskvoten och därmed lönsamheten mest. Liksom med kapitalvärdesmetoden redovisas fjärrvärmeprisets reala utveckling även separat för att visa hela intervallet (se Figur 62).

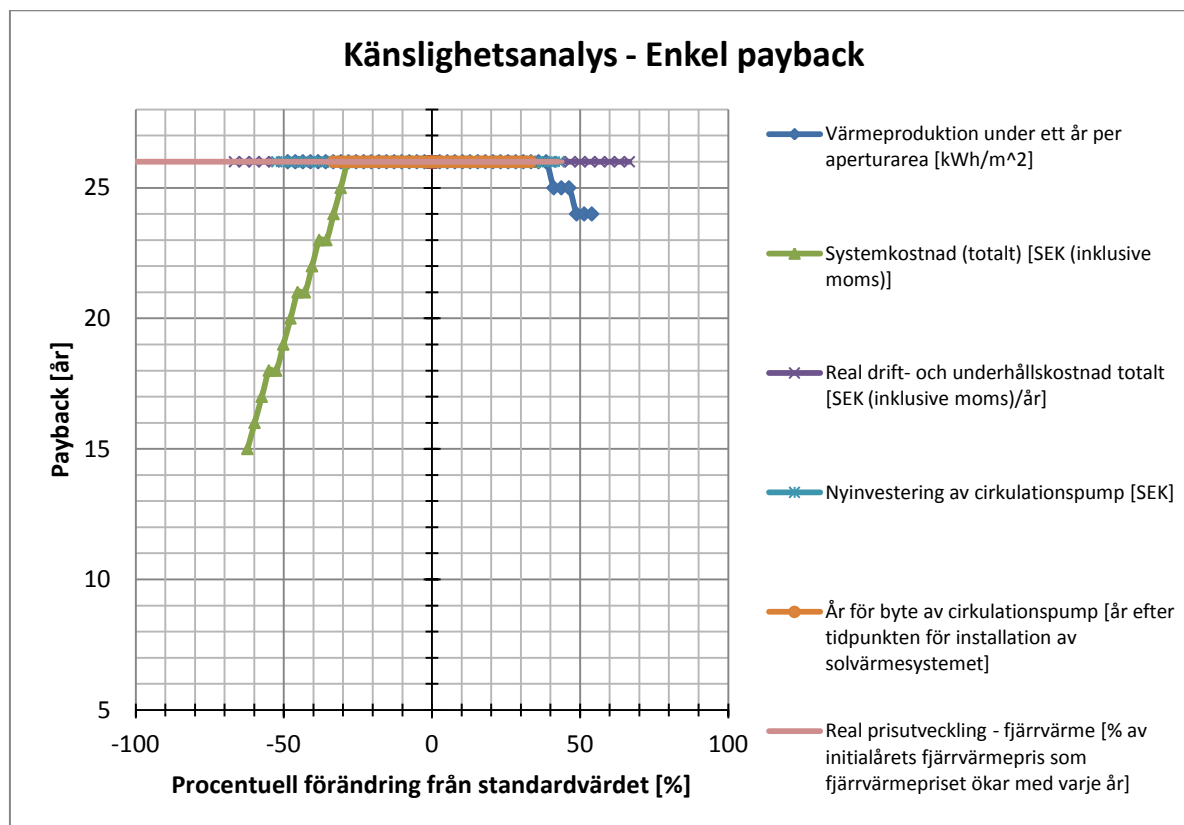


Figur 61 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdeskvotmetoden. Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 32



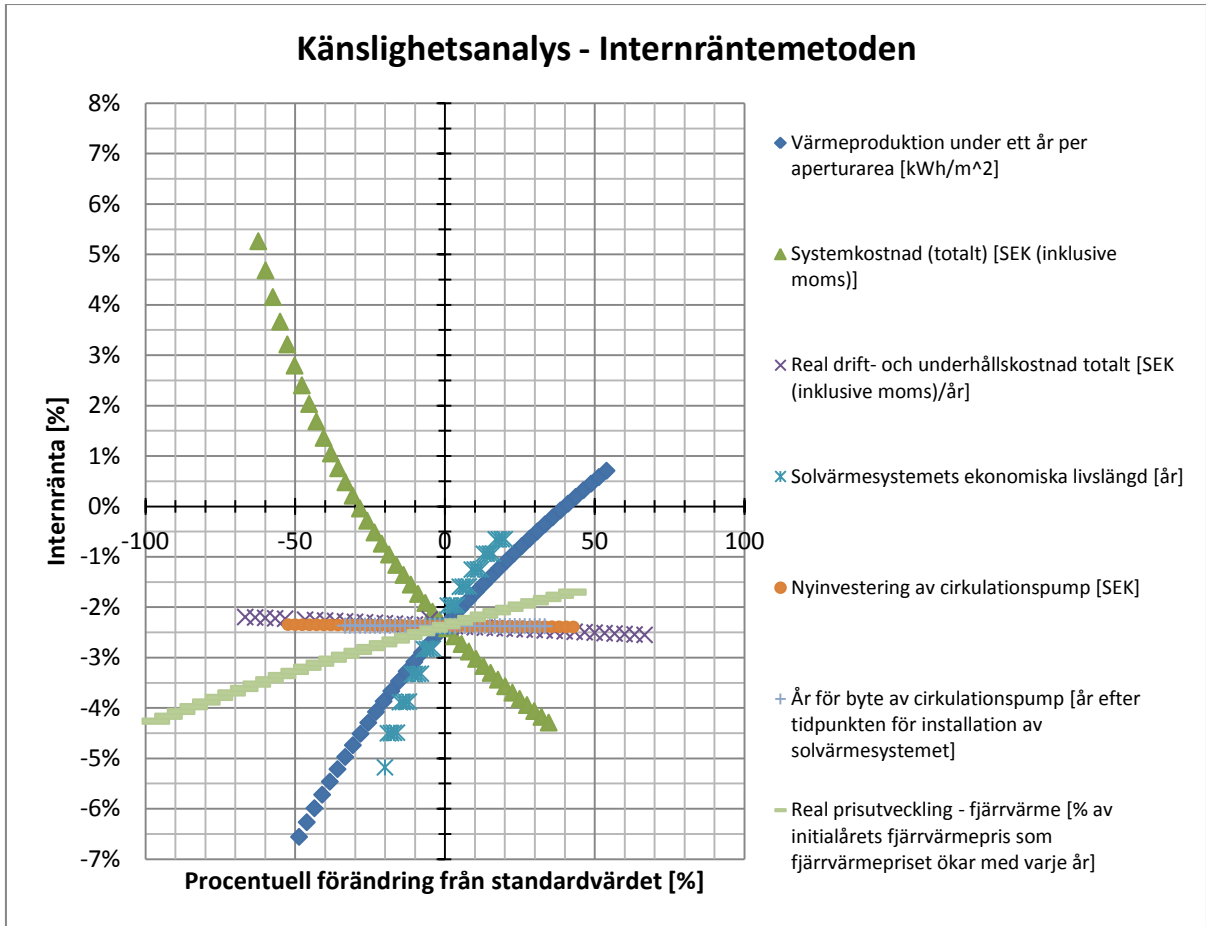
Figur 62 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdeskvotmetoden, med endast fjärrvärmeprisets reala prisutveckling. Notera att intervallet på y-axeln är mindre än i figuren ovan.

Enligt Figur 63 är det framförallt systemkostnaden som kan påverka och eventuellt göra investeringen lönsam. Vid en systemkostnad på 4200 kr/m² blir återbetalningstiden 15 år vilket är före den ekonomiska livslängden på solvärmesystemet som är satt till 25 år. Även en ökad värmeproduktion, från 487,1 till 725 kWh/m² och år, minskar återbetalningstiden till 24 år. Huruvida det anses lönsamt eller inte beror dock på vilken återbetalningstid som investeraren uppgett. Resten av faktorerna, utifrån de värden som har använts, påverkar inte återbetalningstiden till att ske inom solvärmesystemets ekonomiska livslängd.

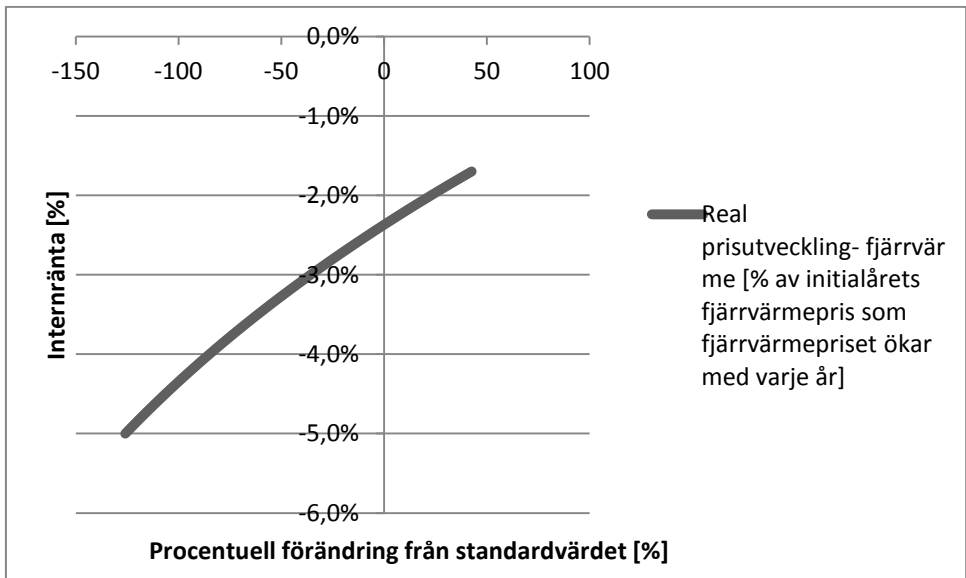


Figur 63 Känslighetsanalys med hjälp av enkel paybackmetod
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 32

Figur 64 visar lönsamheten utifrån internräntemetoden. Minskar systemkostnaden till 4200 kr/m² blir internräntan i stort sett samma som kalkylräntan vilket innebär att investeringen är lönsam. Även värmeproduktionen höjer internräntan men trots att solvärmeproduktionen ökar till 750 kWh/m² och år når inte internräntan upp till kalkylräntan på 5,88 %. Kurvan som representerar solvärmesystemets ekonomiska livslängd har en kraftig lutning vilket innebär att den har stor påverkan på lönsamheten. Däremot är slutvärdet på 30 år för litet för att göra investeringen lönsam. Även här presenteras hela intervallet för fjärrvärmeprisets reala utveckling i Figur 65.



Figur 64 Känslighetsanalys med hjälp av internräntemetoden
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 32



Figur 65 Känslighetsanalys med hjälp av internräntemetoden, med endast fjärrvärmeprisets reala prisutveckling. Notera att intervallet på y-axeln är mindre än i figuren ovan.

7.7 Diskussion

Värdena som har använts i lönsamhets- och känslighetsanalysen är till stor del specifika då de baseras på fastighetens förutsättningar och uppgifter som Vasakronan oftast använder. Däremot är de angivna siffrorna för exempelvis systemkostnad och underhållskostnad generella. För att få en ännu trovärdigare bild av lönsamheten skulle uppgifter från flera leverantörers offerter kunna användas. Även fjärrvärmeprisets reala utveckling är baserad på generella uppgifter. För att göra uppgifterna mer specifika är ett alternativ att istället undersöka hur fjärrvärmepriset för Carl Gustav 5 har förändrats i reala termer och, om möjligt, hur prognoserna ser ut. Standardvärdet och slutvärdet för fjärrvärmeprisets reala utveckling baseras på historisk data över hur medelfjärrvärmepriset för större flerfamiljshus har förändrats mellan 2005 och 2012. Startvärdet baseras istället på prognoser av hur marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen kommer förändras med tiden. På grund av att marginalkostnaden beräknas sjunka har även fjärrvärmepriset antagits sjunka realt. Det är dock inte självklart eftersom prissättningen även beror på andra faktorer såsom kostnaden för andra alternativ på värmemarknaden, ökar dessa är det möjligt att fjärrvärmepriset gör densamma. Dessutom finns det även övriga kostnader som exempelvis distributionskostnader som inte nödvändigtvis är konstanta. I figuren är det tydligt att ju billigare fjärrvärmesystem blir desto svårare blir det för solvärmesystem att konkurrera och vice versa. Däremot är det inte den faktorn som spelar störst roll på lönsamheten enligt den analys som gjorts.

Fjärrvärmepriset som har använts har baserats på den fasta prismodellen. Det är möjligt att Vasakronans avtal byts till den rörliga prismodellen längre fram vilket troligtvis påverkar resultatet. Den rörliga modellen bygger till stor del på att energieffektivisering ska ge avkastning snabbt vilket borde innebära att effektavgiften kan sänkas något, om effektuttagtopparna kan sänkas, av solvärmeproduktionen under framförallt sommaren. Det ska i så fall tas med i lönsamhetsberäkningarna. Samtidigt är det framförallt under vintern som minskad värmeförbrukning gynnas. Det beror på att energipriset varierar under året i den rörliga prismodellen med lägst pris under sommaren och högst under vintern. Ett lägre energipris på fjärrvärme under sommaren innebär att det blir svårare för ett solvärmesystem att konkurrera. Det är troligtvis fallet även om effektavgiften kan minska men för att veta säkert krävs en noggrannare analys.

Med nuvarande fasta fjärrvärmeavtal med E.ON är det ur ekonomisk synvinkel mer fördelaktigt att använda solvärmesystem inom byggnaden eftersom ersättningen för såld solvärme är som lägst under sommaren. Om däremot Vasakronan kommer byta avtal till den rörliga prismodellen skulle det teoretiskt sett innebära (utifrån energipriset) att en sparad kWh solvärme, det vill säga använd inom byggnaden, är lika mycket värd som en såld kWh solvärme (nettodebitering). Det beror på att ersättningen baseras på energipriset i den rörliga prismodellen. I praktiken är det antagligen inte fallet eftersom Vasakronan betalar för klimatneutral fjärrvärme vilket troligtvis är något dyrare. Dessutom kan eventuellt effektavgiften sänkas något då solvärmesystem används inom byggnaden. Därmed är det fortfarande lönsammare att använda den producerade värmen direkt i byggnaden. Om det är sällan som produktionen överstiger konsumtionen i byggnaden för primäranläggning (vilket Figur 50 indikerar) kan det vara värt att sänka temperaturkravet på solvärmesystemen och därmed öka utbytet.

Enligt de värden som har använts i lönsamhetsanalysen är sekundäranläggning mini-alternativ 1 bäst av alternativen ur ekonomisk synvinkel. Det beror troligtvis på den höga årsproduktionen i kombination med en relativt låg systemkostnad. Primäranläggning-alternativ 2 visade sig vara sämst ur lönsamhetssynpunkt. Att alternativ 1 (30° lutning, riktad åt söder) gav bäst resultat i förhållande till alternativ 2 (5° lutning, riktad åt öst och väst) för både primäranläggning och sekundäranläggning tyder på att orienteringen är viktig vid installering. Dock finns det inte alltid möjlighet att välja den mest optimala orienteringen på grund av takets läge eller hinder vid installering som kan medföra en högre investeringskostnad än extrakostnaden för bentrianglarna.

I känslighetsanalysen spelar systemkostnad, årsproduktion och real kalkylränta störst roll på lönsamheten inom intervallet. Kurvan över solvärmesystemets ekonomiska livslängd visar också på en betydande påverkan men livslängden förväntas inte variera så mycket från standardvärdet (25 år), förutsatt att inget oväntat händer, och därmed är påverkan på lönsamheten begränsad.

Drift- och underhållskostnad, nyinvestering av cirkulationspump och vid vilket år den byts har minst betydelse på lönsamheten enligt de värden som har använts. Det är inte så förvånande då investering av en ny cirkulationspump är en liten kostnad i jämförelse med totala systemkostnaden. På samma sätt

är drift- och underhållskostnaden under solvärmesystemets livslängd låg eftersom solenergi är den främsta energikällan samtidigt som underhållet är litet.

I avsnitt 7.1.6 konstaterades det att det är svårt ur en ekonomisk synvinkel att motivera en installering av solvärme i en byggnad som redan förses med fjärrvärme. Lönsamhetsanalysen som gjordes för Carl Gustav 5 pekar på samma resultat. Om däremot systemkostnaden för ett solvärmesystem sänktes till 4200 kr/m² solfångare i känslighetsanalysen blev alla solvärmeanläggningar som undersöktes enligt vissa investeringskalkyler, lönsamma. Det är troligtvis en bit kvar tills systemkostnaden har sjunkit så pass (om det gör det) men som tidigare nämnts finns det flera aspekter än lönsamhet som kan väga tungt. Exempel på andra faktorer är miljöengagemang eller minskat beroende av fjärrvärmeprisets utveckling med mera. Enligt Vasakronan är just miljöengagemang viktigt och därmed anses en investering intressant så länge lönsamhetsmåten är ”hyggliga”, se avsnitt 5.2.

8 Solcellssystem

I avsnitt 2.1.2 introducerades solcellssystem följt av en genomgång över vad en platsbedömning bör inkludera. Nedan följer en beskrivning av motiv samt fördelar och nackdelar med solcellssystem på ett generellt plan.

8.1 Specifikation av beställarens krav

Beställarens åsikter och önskemål ska identifieras (U.S. Department of Energy, 2011) vid projektstarten eftersom beställaren kan ha olika önskemål och förväntningar gällande solcellssystemet, exempelvis förväntningar kring minskningen av elräkningen, miljömässiga aspekter, budgetrestriktioner med mera. Systemutformningen ska sedan reflektera dessa önskemål (Endecon Engineering, 2001). Beställaren kan exempelvis önska att placera solcellssystemet synligt för allmänheten för att förstärka beställarens gröna profil och därmed acceptera att göra avkall på prestandan (Stapleton & Neill, 2012). Exempelvis kan ett företag välja att orientera solcellerna så de syns från en bilväg istället för att orientera dem åt söder vilket skulle ge dubbelt så mycket solenergi (Daun, 2012). Estetiska värden kan även vara viktigt för beställaren där beställaren kan önska en attraktiv solcellsmodul istället för en mer effektiv solcellsmodul. Det är centralt att beställaren är medveten om vilken konsekvenser beställarens önskemål har på prestandan. De ekonomiska fördelarna med solcellssystem är dock central för många. En myt som omgärdar solcellsteknologi är att investeringsbeloppet är så pass högt att det inte är värt att ens överväga att installera ett solcellssystem (Stapleton & Neill, 2012). I avsnittet 0, Känslighetsanalys, presenteras en beräkningsmodell som visualiserar och beskriver ekonomisk lönsamhet för solcellssystem i Sverige och som kan användas som underlag vid bestämning av lönsamhetsmässiga krav.

Ett solcellssystem är lämpligt, ur ekonomisk synvinkel, om förutsättningarna på platsen där solcellssystemet är tänkt att installeras möjliggör att maximal mängd energimängd produceras till den lägsta möjliga kostnaden sett till hela solcellssystemets livslängd. Vidare är ett solcellssystem lämpligt om solcellssystemet är mer fördelaktigt ur ett kostnadsperspektiv än att köpa elektricitet från elbolag under solcellssystemets livslängd (Balfour, et al., 2012). Investeringar i nätansluten förnyelsebar energi genomförs dock av olika anledningar, varav en av dessa är ekonomi (Stapleton & Neill, 2012).

Exempel på motiv till investering i solcellssystem som svenska beställare uppgett:

- Möjlighet att visa upp skilda aspekter av solcellsteknikens tillämpningar.
- Möjlighet att använda solcellssystemen för forskning och undervisning.
- En del av investerarens miljöpolicy för att visa på exempel på förnybara energilösningar.
- Få ökad kunskap om projektering och drift av solcellssystem.
- Skapa en image (Solelprogrammet, 2012).
- En representant från solcellsbranschen uppger att det inte är primärt av ekonomiska skäl företag väljer att investera i solcellssystem i Sverige år 2012, utan snarare av marknadsföringsskäl (Persson, 2012).

I en studie genomförd i Kalifornien, USA, uppges att köpare av nykonstruerade hus motiveras av de kostnadsbesparingar som solcellssystem erbjuder i form av minskat behov av inköp av el. Förutom kostnadsbesparingen anses solcellssystem vara miljömässigt ansvarsfullt. Dessa två anledningar är de huvudsakliga anledningarna som motiverar ett köpintresse av solcellssystem i studien. Vidare uppges att bostadsbyggare som erbjuder solcellssystem anses bry sig om miljön samt anses erbjuda en byggnad av hög kvalitet. Av denna anledning kan många potentiella köpare tänka sig att köpa ett solcellssystem om det skulle erbjudas som tillval vid nybyggnation av bostäder. Om ett solcellssystem skulle erbjudas som standard på en nybyggd bostad uppger majoriteten av de tillfrågade i studien att ett solcellssystem skulle vara en viktig faktor som påverkar beslutet att köpa bostaden (Fairbank, Maslin, Maullin & Associates, 2008).

8.2 Fördelar med solcellssystem

I nedanstående avsnitt beskrivs **fördelar** kopplade till solcellssystem framförallt ur en kommersiell aktörs perspektiv men även för samhället i stort.

Bränsletillförsel och driftkostnad

En uppenbar funktion är att solcellssystem producerar elektricitet vilket i sin tur delvis eller helt ersätter inköp av elektricitet (Solelprogrammet, 2012) vilket i sin tur minskar beloppet på elräkningen (UNEP's DTIE, 2012). Solceller kan användas i vitt skilda applikationer, från ett antal milliwatt i konsumentprodukter till gigawatt i kraftanläggningar (EPIA, 2011A). Till skillnad från exempelvis kraftverk som kräver bränsle i form av kol, kärnkraft, olja och gas, finns inga bränslekostnader kopplade till solcellsteknologi vid drift (IRENA, 2012). Energin kommer från solen och resurserna är praktiskt taget outtömliga (SMA Solar Technology, 2012).

Underhåll

Många av dagens solcellssystem bygger på en beprövad teknologi som har minskat lite i effekt under 15 års användning (U.S. Department of Energy, 2011). Solcellssystem är pålitliga och har inga rörliga delar (Stapleton & Neill, 2012) och de kräver praktiskt taget inget underhåll under solcellsmodulernas livslängd på +30 år (EPIA, 2011A). Både underhålls- och driftkostnader är låga (IRENA, 2012).

Kostnadstrygghet

Solcellssystem kan minska behovet av elenergi under perioder då efterfrågan på elenergi är som störst och priset är som högst (U.S. Department of Energy, 2011). Elproduktionen från solceller varierar men elproduktionen sammanfaller i stor utsträckning med tiden då efterfrågan på energi är som högst vilket drivs av kylbehovet på sommaren och i varma länder finns dessutom kylbehovet året om (IRENA, 2012). I fastigheter där luftkonditionering styr lasttopparna matchas lasttopparna väl av ett fixerat solcellssystem elproduktionstoppas (Wenham, et al., 2011). Om solcellssystemet ersätter inköpt elektricitet från energibolaget blir delar eller potentiellt hela elenergikostnaden fast och förutsägbar. Detta kan ses som en typ av energiförsäkring (Balfour, et al., 2012) och minskar beroende av elbolagets priser (Energimyndigheten, 2012C). Tryggheten ökar då ägaren blir mindre beroende av fluktuerande energipriser, politik och energibolag. Ägaren kan känna trygghet över att man vet att man har råd att använda den energin som användaren behöver (REC, 2012A).

Miljö

Solceller är tysta (EPIA, 2011A) och ger inte upphov till några utsläpp eller något avfall under användarfasen (U.S. Department of Energy, 2011) utan producerar ren, förnybar energi. (Balfour, et al., 2012). Energiåterbetalningstiden är den tid det tar för ett solcellssystem att generera den mängd energi det tog att tillverka solcellsanläggningen. En myt är att energin som går åt att producera solcellssystemet är högre än den energi solcellerna producerar under dess livstid (Energimyndigheten, 2012A). Historiskt har energiåterbetalningstiden minskat för solcellssystem och år 2012 var den 0,5 till 1,4 år beroende på typ av solcellsteknologi och plats i södra Europa. Trenden pekar på fortsatt kortare energiåterbetalningstider för solcellssystem (EIPA, 2012). I norra Europa är energiåterbetalningstiden ca 2,5 år (Fraunhofer ISE, 2012). Livscykelutsläppen av växthusgaser per genererad kWh solcellsel är väldigt lågt och ger stora miljömässiga fördelar jämfört med exempelvis fossilbaserad elproduktion. I södra Europa ger solcellssystem upphov till livscykelutsläpp på 16 till 32 g CO₂-ekvivalenter per kWh el jämfört med 300-1000 g CO₂-ekvivalenter för fossilbaserad elproduktion. Livscykelutsläppen från solcellsel har minskat med 50% från början av 2000-talet till 2011 och minskar kontinuerligt (EPIA, 2011A). Tillverkare och importörer av solcellsmoduler finansierar även verksamhet som möjliggör återvinning av solcellsmoduler i Europa (PV Cycle, 2012).

Bostäders försäljningsvärde

Solcellssystem kan bidra med ökad värde hos byggnader (Stapleton & Neill, 2012) och i en studie i USA såldes bostäder med solcellssystem för ett premium om 3,9 till 6,4 US dollar per installerad watt vilket i genomsnitt motsvarade det genomsnittliga investeringsbeloppet för solcellssystem i Kalifornien där studien genomfördes under det undersökta tidsintervallet (Hoen, et al., 2011).

Modularitet

Ett solcellssystem kan konstrueras för att enkelt kunna byggas ut om exempelvis energibehovet skulle öka i framtiden (U.S. Department of Energy, 2011). Det är enkelt och går snabbt att installera nätanslutna solcellssystem och tack vare modulariteten, det vill säga att effekten kan utökas modul för modul, kan dess installerade effekt anpassas på ett enkelt sätt och solcellsmoduler kan vanligtvis

läggas till och tas bort under dess livstid (Stapleton & Neill, 2012). Solceller kan användas i hela världen (EPIA, 2011A) och modulariten gör att solenergiteknologi är en av de mest ”demokratiska” förnybara energikällorna. Detta gör att allt från individer till företag kan få tillgång till egenproducerad energi och ges möjlighet att ”läsa” energipriset (IRENA, 2012).

Arkitektoniska

Solcellsmoduler kan genom god arkitektur bidra med estetiska värden som färger, ytstrukturer och transparens (Solelprogrammet, 2012). Solcellsmodulerna kan användas som alternativt takmaterial (McEvoy, et al., 2012) och kan integreras i byggnader och nybyggnationer. Därmed kan solcellsmodulerna smälta in i byggnaden utan att störa dess omgivning. Dessutom kan solceller fungera som solavskärmning liksom en markis, persienn (Energimyndigheten, 2012A), vind-, sikts- och regnskydd samt ljudbarriär och termisk isolering. Solcellsmoduler har en återbetalningstid till skillnad från andra byggmaterial (Solelprogrammet, 2012).

Uppmärksamhet från media

Vissa solcellssystem har fått uppmärksamhet i media och därmed har gratis mediabevakning genererats som annars skulle kosta om det skulle göras på kommersiell grund (Solelprogrammet, 2012).

Övriga fördelar för samhället

Ny mark behöver inte användas eftersom befintlig bebyggelse erbjuder goda ytor för montering av solcellsmoduler (Energimyndigheten, 2012A). Andra fördelar för samhället är att solcellssystemen kan minska utsläppen av NO_x, SO_x och CO₂ om den ersätter el genererad från fossila bränslen (Solelprogrammet, 2012), nya arbetstillfällen skapas och ökad användning av solceller kan potentiellt minska ett lands beroende av importerade energilag som fossila bränslen. För kraftindustrin och lokala eldistributörer kan fler solcellssystem betyda att annan kapacitetsutbyggnad kan elimineras, minskas eller fördröjas (Solelprogrammet, 2012). Dessutom kan solcellssystem installeras modulärt med korta ledtider, teknologin har hög tillförlitlighet och risken att flera solcellssystem är ur funktion samtidigt är låg. Dessutom minskar överföringsförluster då energin genereras där den behövs och beroendet av fossila bränslen kan minska (Solelprogrammet, 2012).

8.3 Problem med solcellssystem

I nedanstående avsnitt beskrivs **problem** kopplade till solcellssystem ur en kommersiell aktörs perspektiv.

Ekonomisk osäkerhet

I USA har en rad barriärer noterats gällande valet att köpa solcellssystem som ett tillval till nybyggda hus. För dessa grupper är motstånd mot den höga initiala kapitalkostnaden och osäkerhet kring underhållskostnader, solcellssystemets pålitlighet i ett längre perspektiv samt långa återbetalningstider de dominerande barriärerna (Fairbank, Maslin, Maullin & Associates, 2008). Höga kapitalkostnader kan i själva verket avskräcka personer att investera och således hindra införandet av solcellssystem för vissa grupper. Olika ekonomiska incitament används dock för att råda bot på detta.

Konkurrenskraft

Sverige har relativt sett billig el, jämfört med exempelvis Danmark, varför solcellssystem har svårt att konkurrera med el från det allmänna elnätet (Persson, 2012). Väletablerade energisystem där fossila bränslen används är ofta en mer kostnadseffektiv energikälla vilket är en central barriär för solcellssystem (Stapleton & Neill, 2012). Lönsamhetsmått, exempelvis paybacktiden, kan visa på värden som kan vara otillräckliga för att locka till investering i solcellsteknologi (Drury, et al., 2012).

Handläggningstid

I Sverige är det möjligt att söka solcellstöd vilket kan täcka en del av investeringskostnaden, se även avsnitt 10.1.1.4. Handläggningstider för svenska statens solcellstöd kan vara upp emot ett år eller mer. Ett företag som visar intresse för att installera ett solcellssystem kan få besked om godkänt anslag ett och ett halvt år senare vilket kan innebära att företagets ekonomiska situation skiljer sig kraftigt från

tidpunkten då intresset uppstod, ledningen kan vara utbytt eller ha tröttnat på väntetiden (Persson, 2012).

Ersättning för överskottsproduktion

Ersättning för överskottsproduktion under sommaren är ett problem (Andersson, 2011) Nettodebitering (se avsnitt 10.1.2.4) är år 2012 inte tillåten i Sverige, vilket oftast innebär att ersättningen för såld överskottsproduktion är lägre än kostnaden för köpt el (Cornander, 2012).

8.4 Dimensionering

Följande bör man tänka före installering av ett solcellssystem:

- ✓ Tillståndsrelaterat: Byggnadskontoret där solcellssystemet är tänkt att installeras ska alltid kontaktas för information om lokala bestämmelser. Vissa kommuner kräver bygglov för vissa typer av elproducerande anläggningar.
- ✓ Det lokala elnätsföretaget måste kontaktas före påbörjad installation, anslutning av solcellssystemet måste ske med elnätsföretagets tillstånd och produktionen ska ske utan att elsäkerheten i fastigheten påverkas. Elmätaren och elnätet ägs av det lokala elnätsbolaget (Energimyndigheten, 2012).
- ✓ Om solcellssystemet ger upphov till ett nettoöverskott bör elhandelsföretaget kontaktas för att utreda ekonomiska aspekter.
- ✓ Komponenterna ska vara CE-märkta. En förutsättning för en korrekt installation och användning av produkterna är tydliga installations- och bruksanvisningar på svenska.
- ✓ Det är inte tillåtet att ansluta solcellssystem genom stickpropp i ett vanligt eluttag.
- ✓ Självva installationsarbetet är behörighetskrävande. (Elsäkerhetsverket, 2012B)

8.4.1 Modelleringsprogram

Den energi som en given plats nås av under ett år behöver bestämmas vid systemdesignen eftersom solstrålningen varierar stort beroende på plats och tid på året. Ju mindre solstrålning en plats nås av under ett år desto större behöver solcellssystemet vara för att producera en given mängd energi. (Stapleton & Neill, 2012). Europeiska Kommissionens interaktiva verktyg på internet, PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), är kostnadsfritt och tillhandahåller data om solstrålning samt enklare beräkningar av solcellssystemets prestanda (European Commission, 2012). Det finns dock ett stort antal mjukvaror för dimensionering, analys och simulering av solcellssystem där noggrannheten och komplexiteten skiljer dem åt beroende på dess användningsområde (McEvoy, et al., 2012). I avsnitt 15.2 (appendix) finns mjukvaror listade. I kapitel 0 kommer även ett annat modelleringsprogram, PVsyst att beskrivas mer detaljerat. Värt att notera är att det finns exempel då verklig energiprestanda har överträffat modelleringsprogrammets förutsägelser (REC, 2012B)

8.4.2 Bygglov

Vissa kommuner kräver bygglov för vissa typer av elproducerande anläggningar (Elsäkerhetsverket, 2012B). I Malmö stad finns ingen specifik skrift med råd och riktlinjer gällande kommunens begränsningar och möjligheter gällande utformningen av solenergianläggningar på byggnader. En solenergianläggning prövas ”såsom en fasadändring på en byggnad vilket bland annat innebär en gestaltungsprövning mot både den enskilda byggnaden och omgivningen. I Plan- och bygglagen står bland annat att läsa att en byggnad inte får förvanskas samt att ändringar på byggnader som är kulturhistoriskt och arkitektoniskt värdefulla ska ske på ett varsamt sätt. Det finns således fall där exempelvis ett solcellssystem inte kan tillstyrkas.” En komplett bygglovsansökan har en handläggningstid på max tio veckor, i regel mellan sex och tio veckors handläggningstid. En stor del av ärendena som kommer in är dock inte kompletta varför den totala tiden för den sökande kan vara betydligt längre (Melander, 2012).

8.4.3 Val av modul

I nedanstående avsnitt beskrivs information om solcellsteknologier, marknaden och tekniska egenskaper som anges på modulers datablad och hur dessa ska tolkas.

Solcellsmodulers datablad är inte bara marknadsföringsmaterial, de innehåller också teknisk information som är nödvändig vid utformningen av solcellssystemen och ger underlag för att välja moduler som passar den avsedda applikationen på bästa sätt (Hren, 2011). Valet av solcellsmodul beror på slutanvändarens och installatörens prioriteringar, installationens specifika förutsättningar, användningsområde samt förväntningar och önskemål (Mehalic, 2012).

8.4.3.1 Solcellsteknologier

Idag finns ett stort antal solcellsteknologier och antalet väntas öka i framtiden. Solcellsteknologierna delas vanligtvis in i tre generationer beroende på vilket material som används och teknologins mognadsgrad. Dessa är:

- **Första generationens solcellsteknologi** vars mognadsgrad är hög och som baseras på kristallint kisel (c-Si), antingen:
 - monokristallint (sc-Si)
 - polykristallint kisel (pc-Si)
 - EFG ribbon (EFG ribbon-sheet c-Si)
- **Andra generationens solcellsteknologi** som är i dess tidiga marknadsfas och baseras på tunnfilmsteknologi vilket inkluderar tre grupper:
 - amorft kisel (a-Si) och mikromorft kisel (a-Si/ μ c-Si)
 - kadmium och tellurium (CdTe)
 - koppar indium selen (CIS) och koppar indium gallium och selen (CIGS)
- **Tredje generationens solcellsteknologi** som inkluderar koncentrerade solceller (CPV), organiska solceller och nya koncept under utveckling som inte har kommersialiserats i särskilt stor utsträckning.

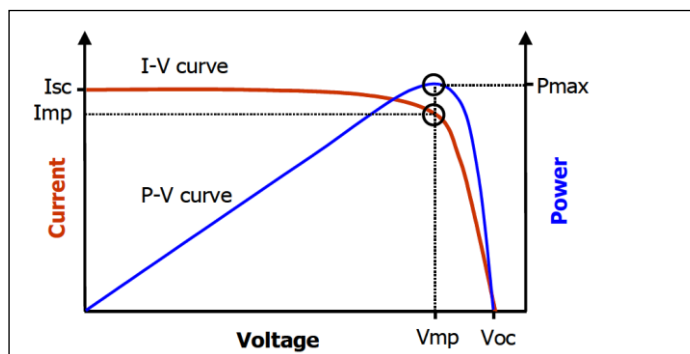
Kisel är det mest använda materialet inom solcellsteknologin och är ett av de mest förekommande materialen i jordskorpan. Tunnfilmsteknologi blir allt vanligare och kan potentiellt leda till lägre kostnader per kWh jämfört med första generationens solcellsteknologi. Tunnfilmssolceller består av tunna lager, 1 till 4 μ m, material som deponerats på exempelvis glas, plast eller metall. De kräver betydligt mindre halvledarmaterial än första generationens solcellsteknologi och de är flexibla och lätta vilket innebär att de lätt kan integreras i byggnader (IRENA, 2012). Tunnfilmer består av tre skikt, framsidekontakt, aktivt material och baksidekontakt där det aktiva materialet oftast ger namn åt teknologin. Tunnfilmer är svarta med svagt urskiljbara ljusa ränder. Se Tabell 37 för en översikt över första och andra generationens solcellsteknologier.

Tabell 37 Jämförelse mellan olika solcellsteknologier. Källa: (IRENA, 2012) om ej annat anges

	Första generationens solcellsteknologi		Andra generationens solcellsteknologi, tunnfilmsteknologi		
Beteckning på teknologi:	Monokristallint kisel	Multikristallint (polykristallint)	Amorft kisel	Koppar Indium Selen (CIS) och Koppar Indium Gallium Selen (CIGS)	Kadmium Tellurid
Engelsk beteckning	Single crystalline silicon (sc-Si)	Polycrystalline silicon (pc-Si)	Amorphous silicon (a-Si)	Copper Indium Gallium Diselenide (CIS/CIGS)	Cadmium Telluride (CdTe)
Teknologins mognadsgrad	Mogen med storskalig produktion	Mogen med storskalig produktion	Tidig skede av spridningsfasen, mediumstor produktion	Tidig skede av spridningsfasen, mediumstor produktion	Tidig skede av spridningsfasen, småskalig produktion
Verkningsgrad kommersiella solcellsmoduler	15-19% . Ett urval av moduler hade en genomsnittlig verkningsgrad om 15,4% (Levitan, 2012)	13-15%	5-8%	7-11%	8-11%
Maximal verkningsgrad för kommersiella solcellsmoduler 2012	23%	16%	7,1% (single junction)/10,0% (tandem)	12,1%	11,2% (14,4% (First Solar, 2012)
Kostnad (SEK/W)	Ungefär som för multikristallint kisel	Ungefär som monokristallint kisel	Något lägre än de övriga tunnfilmsteknologierna	Som CdTe	Som CIS/CIGS
Global marknadsandel 2010	87%	2%	2%	9%	Liten
Modulstorlek	2,0 m ²	1,4-2,5 m ²	1,4 m ²	0,6-1,0 m ²	-
Area som krävs per installerad kWp	7 m ²	8 m ²	15 m ²	10 m ²	11 m ²
Övrigt	Mogen teknologi med storskalig produktion.	Mogen teknologi med storskalig produktion.	Bättre för diffust ljus än kiselbaserade solceller, kan vara fördelaktigt vid installation i öst/väst. Största nackdelen är kraftigt minskad effekt över tiden (15-35%). Det finns även en variant av denna, ”multi-junction thin film silicon”, som har högre verkningsgrad.	Indium är ett ovanligt ämne (Energimyndigheten, 2012)	Lägre produktionskostnad jämfört med andra tunnfilmsteknologier. Just nu den mest ekonomiska tunnfilmsteknologin (IRENA, 2012). CdTe har bättre temperaturkoefficient än första generationens solcellsteknologi vilket ger mindre temperaturrelaterade energiförluster (First Solar, 2012). CdTe är giftigt och Tellurid är ett ovanligt ämne (Solelprogrammet, 2013)

8.4.3.2 Elektriska egenskaper

Enheten för effekt, det vill säga energi per tidsenhet, är watt (W). Effekt (P) angett i watt är lika med spänningen i volt (V) multiplicerat med strömmen i ampere (A): $P = V * A$. Energi är effekten multiplicerat med tiden. Energi (E) angett i wattimmar (Wh) är effekten (P) multiplicerat med antalet timmar h: $E = P * h$. Större mängder energi anges med multiplicerande prefix, exempelvis kilowattimmar (kWh) som betyder 1000 Wh (Stapleton & Neill, 2012). En solcellsmoduls (eller strängs, se nästa avsnitt) IV-kurva (ström-spänningkurva) visar dess kapacitet att omvandla energi vid en specifik temperatur och solstrålning. IV-kurvan visar kombinationen av ström (I) och spänning (V) vid vilka solcellsmodulen kan arbeta om solstrålning och temperatur hålls konstanta, i Figur 66 finns



Figur 66 IV-kurva för en solcellsmodul (eller sträng) som representeras av den vertikala axeln (ström [A]) och spänning [V]. Effekten (P) angett i enheten watt (höger) representeras av effektkurvan, P-V-kurvan, och är strömmen multiplicerat med spänningen vid varje punkt. Pmax är solcellsmodulens maximala effekt (Solmetric, 2011).

en typisk IV-kurva. I samma figur visas även ett antal förkortningar: kortslutningsströmmen (Isc) vid noll volt (ingen spänning) och öppenkrets-spänningen (Voc) vid noll ampere (ingen ström). Vid IV-kurvans böjning hittas normalt sett IV-kurvans maximala effektpunkt (Imp, Vmp) vilket är den punkt maximal elektrisk effekt genereras eftersom produkten av ström och spänning når dess maximala värde. Det är växelriktarens roll att justera lasten för att hitta den punkt på IV-kurvan där solcellssystemen producerar som mest DC-effekt (Solmetric, 2011). I Figur 67 finns ett utdrag ur ett datablad för tre solcellsmoduler vid STC (Standard Test Condition vilket innebär 1000W/m² solstrålning och 25°C celltemperatur).

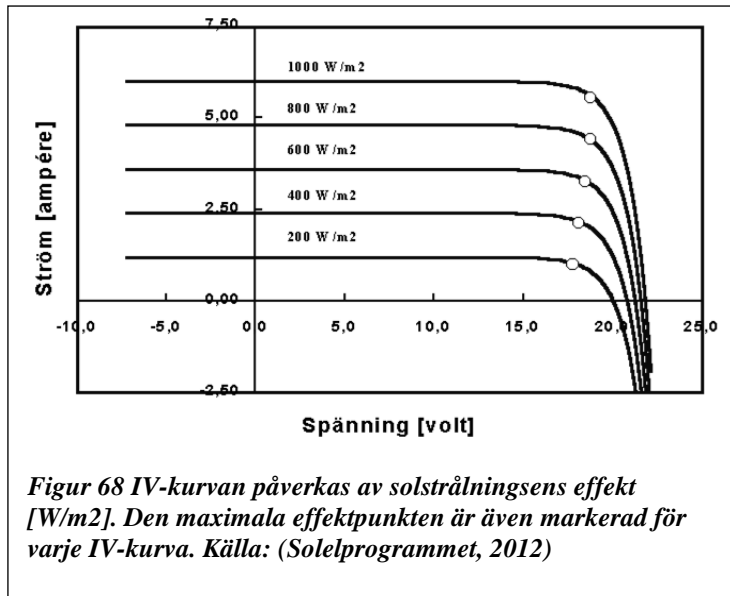
Module type			YL200P-23b	YL195P-23b	YL190P
Power output	P_{max}	W	200	195	190
Power output tolerances	ΔP_{max}	W			-0 / +
Module efficiency	η_m	%	15.4	15.0	14.5
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	24.5	24.0	23.5
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.15	8.10	8.0
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	31.0	30.3	30.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.73	8.62	8.4

Figur 67 Utdrag en solcellsmoduls datablad (Yingli Green Energy, 2012)

Punkter på solcellsmodulens IV-kurva beskrivs i tabellformat där Vmp är spänningen vid maximal effekt, Imp strömmen vid maximal effekt. Voc är öppen-krets-spänningen (spänningen i volt då strömmen är noll ampere) medan Isc är kortslutningsströmmen (strömmen i ampere då spänningen är noll volt).

IV-kurvan påverkas av solstrålningen på ett sätt som ungefär motsvarar att parallellförflytta IV-kurvan längs

med den vertikala axeln (Solelprogrammet, 2012), se Figur 68. Ju högre solinstrålningen är desto större blir effekten från solcellen.



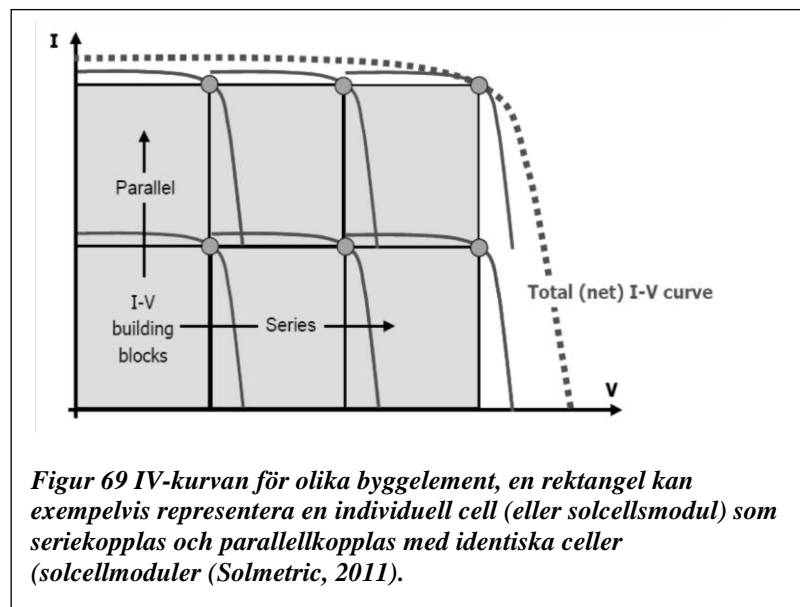
8.4.3.3 Serie- och parallellkoppling

Då solcellsmoduler seriekopplas formar de en så kallad sträng (eng. ”string”) vilket gör att spänningen ökar. Den sämst presterande solcellsmodulen i strängen bestämmer strömmen genom de seriekopplade solcellsmodulerna. Strängar kan även parallellkopplas för att få högre ström. Den sträng med lägst spänning bestämmer spänningen hos de övriga strängarna som parallellkopplas. Nedan finns en sammanfattning kring hur spänning och ström beräknas beroende på konfigurationen:

- En *strängs* spänning beräknas genom att addera spänningstalet för varje enskild solcellsmodul i strängen.
- En *strängs* ström är densamma som strömmen hos den solcellsmodul i strängen med lägst ström.

Parallellkoppling av strängar bildar ett block (eng. array)

- Ett *blocks* spänning är densamma som spänningen hos den sträng i blocket med lägst spänning.
- Ett *blocks* ström beräknas genom att addera strömtalet för varje enskild sträng i blocket. (Stapleton & Neill, 2012).



Figur 69 IV-kurvan för olika byggelement, en rektangel kan exempelvis representera en individuell cell (eller solcellsmodul) som seriekopplas och parallellkopplas med identiska celler (solcellsmoduler (Solmetric, 2011).

En enskild cell som skuggas blir till ett motstånd till hela den

seriekopplade kretsen av enskilda celler och hindrar strömmens flöde, cellen konsumerar därmed effekt istället för att producera den (Salasovich & Mosey, 2012). Skuggor leder till att mindre solstrålning når solcellsmodulen vilket i sin tur resulterar i ett spänningsfall. Spänningsfallet kan göra att spänningen sjunker under växelriktarens tillåtna spänningsintervall vilket under sådana förhållanden leder till att växelriktaren stängs av och solcellssystemet slutar producera energi. Då strängar parallellkopplas begränsas blockets spänning av den sträng som har den lägsta spänningen. Om en skugga faller över en sträng kommer spänningen i den skuggade strängen att sjunka och därmed sjunker spänningsnivån i varje enskild parallellkopplad sträng till den spänningsnivå den

skuggade strängen har (Stapleton & Neill, 2012). Som tidigare nämnts är en *strängs* ström densamma som strömmen hos den solcellssmodul i strängen med lägst ström. Detta innebär att om en solcellsmodul i en sträng skuggas kommer den skuggade cellen omvandla effekten som de belysta cellerna ger upphov till värme och om det är många celler i strängen kan värmen som utvecklas ge upphov till skador på solcellens inkapsling, så kallad hot spot formation. Detta problem kan delvis minskas med hjälp av inbyggda så kallade by-passdioder i solcellsmodulen där strömmen leds runt det skuggade området (McEvoy, et al., 2012).

8.4.3.4 Effekt och verkningsgrad

Verkningsgrad är ett enhetslöst mått på hur väl solcellen omvandlar solenergi till elektrisk energi. Verkningsgraden för en cell mäts ofta under STC-förhållanden (Standard Test Condition) vilket innebär en celltemperatur om 25 grader C och 1000 W/m² solstrålning. **Modulens** verkningsgrad mäts också under STC-förhållanden där förluster i form av reflektion och skugg effekter av glaset samt andra mindre förluster tas i beaktning. Dock inträffar sällan STC-förhållanden i verkligheten eftersom variationer i temperatur, vind och solinstrålning kraftigt påverkar prestandan. Verkningsgraden används bäst för att jämföra moduler snarare än att beräkna uteffekten (Stapleton & Neill, 2012). Solcellsmodulens nominella effekt anges även vid STC (Marion, et al., 2005), se exempelvis ett utdrag ur ett datablad i Figur 67 på sidan 113 där den nominella effekten anges som ”power output.”

I rapporten anges en solcellsmoduls effekt som W_p (eng. ”peak”), vilket är solcellsmodulens nominella effekt.

Effekten hos nya solcellsmoduler har ökat under årens lopp. En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare visar att de flesta av dessa har en klassad effekt om 200W eller mer, genomsnitt 236W, av dessa var endast 30 över 300 W och tre över 400W. Solcellsmoduler med högre effekt innebär att färre moduler behövs för en given installerad effekt, detta innebär färre kopplingar mellan solcellsmoduler vilket kan öka systemets tillförlitlighet (Mehalic, 2012). Notera att låg verkningsgrad innebär att större yta krävs för en given installerad effekt och en större yta kan påverka kostnaden för montering, kabeldragning samt eventuella kostnader för användandet av ytan. Ett solcellssystem med lägre modul kostnad men som kräver större yta kan ändå bli dyrare om man ser till det totala investeringsbeloppet (Green Rhino Energy, 2012).

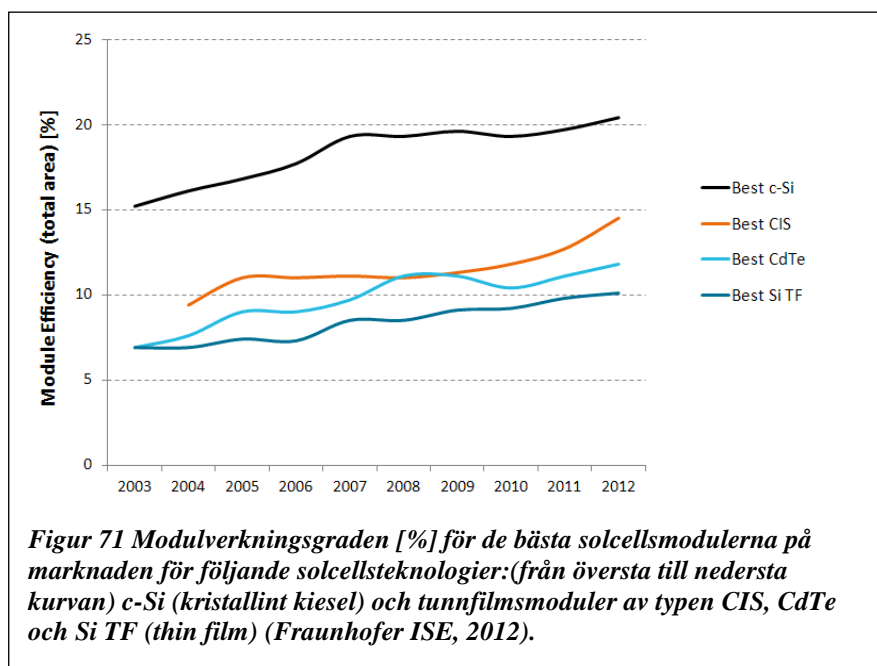
Om två moduler med samma mått exponeras för samma solljusintensitet producerar modulen med högst verkningsgrad mest effekt (W) per ytenhet. Effekten per ytenhet beräknas genom att dividera den klassade effekten med modulens mått, exempelvis 250W delat med 1,678 m² solcellsmodulyta ger 149 W/m². Solcellsmodulens verkningsgrad beräknas utifrån den klassade effekten vid STC (se ovan). Om solcellsmodulen exempelvis producerar 149 W/m² är verkningsgraden 14,9% eftersom 149 W/m² delat med 1000 W/m² (STC-förhållanden) är 0,149, alltså 14,9%. Se Figur 70 för en översikt över solcellsmodulers genomsnittliga verkningsgrad över tiden och rekord för cellverkningsgraden för olika teknologier. Rekorden för enskilda celler är betydligt högre än de bästa kommersialiserade

Technology	2004	2009	2012	Record Cell
Super Monocrystalline Silicon	16.0%	19.3%	20.1%	25.0%
Monocrystalline Silicon	12.8%	15.0%	16.0%	25.0%
Multicrystalline Silicon	12.5%	14.0%	14.5%	20.4%
CdTe	7.6%	11.0%	12.6%	17.3%
CIGS	10.0%	12.0%	13.3%	20.3%
µc-Si/a-Si	n/a	8.5%	10.2%	12.5%
a-Si (3-j)	6.7%	8.3%	9.7%	12.5%
a-Si (1-j)	6.5%	6.7%	7.5%	10.0%
Organic	n/a	3.5%	4.2%	10.1%

Figur 70 Genomsnittlig verkningsgrad för solcellsmoduler och rekord för cellverkningsgraden för olika teknologier. Källa: (Greentech Media, 2012B)

solcellsmodulerna inom varje teknologi, dock ger dessa en fingervisning om att högre verkningsgrader är möjliga i framtiden (Greentech Media, 2012B). Se exempelvis ett utdrag ur ett datablad i Figur 67 på sidan 113 där den verkningsgraden anges som ”module efficiency.”

En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare (ej tunnfilm) visar att 530 moduler har en verkningsgrad om minst 14%, 140 av dessa har minst 15% och 20 av dessa har en verkningsgrad om 16% eller mer. Att välja moduler med hög verkningsgrad kan vara fördelaktigt då ytan är begränsad. För att vara säker på kvaliteten är det viktigt att modulen är testad, se avsnitt 8.4.3.7. Då ytan inte är begränsad är det oftast bäst att se till kostnaden per watt (Mehalic, 2012). I avsnitt 0 ges ett exempel på beräkningar av lönsamheten då ytan är begränsad och obegränsad. I Figur 71 finns en sammanställning över hur modulverkningsgraden [%] för de bästa solcellsmodulerna på marknaden har förbättrats under årens lopp (Mehalic, 2012). Solcellsmoduler producerar mindre energi ju mindre solstrålning den utsätts för (se exempelvis Figur 68 på sidan 114), verkningsgraden sjunker också mer eller mindre beroende på solcellsmodul och minskningen i verkningsgrad behöver inte vara linjär (Darling, et al., 2011). Hädanefter benämns en solcellsmoduls beteende vid låg solljusintensitet som lågljusbeteende (eng. "weak light behavior") där både solljusspektrumets och – intensiteten påverkar prestandan.



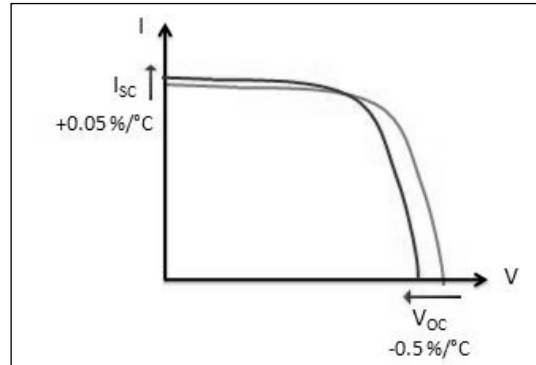
8.4.3.5 Effekttolerans

Den verkliga effekten solcellsmodulen producerar kan variera kring effekten på databladet, den nominella effekten, varför effekttoleransen bör uppmärksammas. En 200W solcellsmodul med en effekttolerans om +/- 5% kan ha en effekt som ligger inom intervallet 190 och 210 W vid STC. Den vanligaste effekttoleransen är +/-3%. En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare visar att mer än 350 solcellsmoduler har endast positiv effekttolerans vilket betyder att solcellsmodulen producerar minst dess klassade effekt, möjligtvis mer. 75 av solcellsmodulerna låg på +5/-0% eller mer (Mehalic, 2012). Ett positivt värde på toleransen innebär att en individuell solcellsmodul kan ha en högre topp effekt än den nominella effekten. Exempelvis skulle en solcellsmodul med en topp effekt om 315W med en positiv tolerans om 5% i själva verket kunna producera 330,75W (Stapleton & Neill, 2012). I Figur 67 på sidan 113 anges effekttoleransen som "power output tolerances."

8.4.3.6 Temperatur

En del av solenergin som når solcellsmodulen omvandlas till värme vilket leder till att solcellsmodulen värms upp (Stapleton & Neill, 2012). Den celltemperatur som används vid klassning av solcellsmodulers effekt, 25°C, är dessvärre inte typisk för verkliga driftförhållanden. Vid fullt solsken arbetar solcellsmodulen normalt sett mellan 15°C och 30°C över omgivande temperatur beroende på hur de är monterade. En dag då lufttemperaturen är 25°C kan celltemperaturen vara närmare 50°C (Mehalic, 2012).

Temperaturens inverkan på solcellsmodulen anges i form av temperaturkoefficienter för spänning (V), ström (I) och maximal effekt (P) på solcellsmodulens datablad. Spänningens temperaturkoefficient är negativ vilket innebär att för varje grad som celltemperaturen överstiger celltemperaturen vid STC, 25°C, minskar öppen-krets-spänningen (V_{oc}) och spänningen vid maximal effekt (V_{mp}) en viss mängd, antingen angett i millivolt eller procent, se Figur 72. Strömmen ökar i mycket liten utsträckning i takt med ökad celltemperatur (Mehalic, 2012). Eftersom effekt (P) är spänning (V) multiplicerat med ström (I) innebär detta att effekten sjunker (Stapleton & Neill, 2012). Ju lägre temperatur en solcell håller, desto mer effekt kan den producera. Ju närmare noll temperaturkoefficienterna är desto mindre effekt förlorar solcellmodulen när den arbetar vid ”verkliga” celltemperaturer. En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare (dock ej tunnfilmstyp) visar att den genomsnittliga temperaturkoefficienten för maximal effekt är -0,45%/C, 100 solcellsmoduler har -0,40% eller bättre, 19 har -0,37% eller bättre (Mehalic, 2012). En solcellsmoduls temperatur kan beräknas med en energibalans mellan omgivande temperatur och uppvärmningen av solcellen på grund av solstrålning:



Figur 72 IV-kurvas temperaturberoende. Om solcellsmodulens celltemperatur överstiger 25C minskar i detta fall öppen-krets-spänningen med 0,5% för varje grad över 25C jämfört med öppen-krets-spänningen på solcellsmodulens datablad. Kortslutningsströmmen ökar något. Effekten minskar totalt sett. Bildkälla: (National Instruments, 2012)

$$U * (T_{cell} - T_{amb}) = \alpha * G_{inc} * (1 - Eff) \quad (8:1)$$

Där

U är ”thermal loss factor” [W/m²*K]

α är absorptionskoefficienten för solstrålning, vanligtvis 0,9

T_{cell} är solcellsmodulens temperatur

T_{amb} är omgivningens temperatur

G_{inc} är solstrålningens effekt [W/m²]

Eff är modulverkningsgraden och representerar den energi som solcellsmodulen ”för bort” i form av el.

U-värdet kan delas upp i en konstant del, U_c och en faktor som är proportionell mot vindhastigheten, U_v:

$$U = U_c + U_v * v \quad (8:2)$$

Där v är vindhastigheten [m/s]

En solcellsmodul där ingen ventilation av undersidan tillåts får ett lägre U-värde eftersom en sida av solcellsmodulen inte kan delta i termisk konvektion och strålningsöverföring. En mjukvara för modellering av solcellssystem, PVsyst, använder U-värdet 29W/m²*K för fristående montering, 15W/m²*K för fullt isolerade solcellssystem. För dessa U-värden antas att den genomsnittliga vindhastigheten är 1,5 m/s vid solcellsmodulen. Då den genomsnittliga vindhastigheten är högre kan U-värdet höjas (PVsyst, 2012).





NOCT (eng. “Nominal Operating Cell Temperature”) är ett mått på en solcellsmoduls celltemperatur vid drift och mäts vid 800W/m² solstrålning, och en omgivande temperatur om 20°C. Ju lägre NOCT-

värde (alltså lägre celltemperatur) desto bättre. NOCT är ett bättre sätt att beskriva de förhållanden som råder i verkligheten. En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare (dock ej tunnfilmstyp) visar att 330 solcellsmoduler har ett NOCT-värde om 45°C där lägsta värdet är 43°C vilket endast 33 solcellsmoduler i sammanställningen har. Ett 30-tal solcellsmoduler hade ett NOCT-värde om 49 eller 50 C.

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mpp}	$\beta_{V_{mpp}}$	%/°C	-0.45

Figur 73 Utdrag ur datablad för en specifik solcellsmodul. Bildkälla: (Yingli Green Energy, 2012)

I Figur 73 finns temperaturkoefficienter för en specifik solcellsmodul angivet vars NOCT är 46°C +/- 2°C. För varje °C som solcellsmodulens celltemperatur överstiger 25°C (temperaturen vid STC) för solcellsmodulen i Figur 73 så:

• Minskar öppenkretsspänningen (V_{oc}) med 0,33%.	
• Minskar spänningen vid maximal effekt (V_{mpp}) med 0,45%	
• Minskar den maximala effekten (P_{max}) med 0,45%	
• Ökar kortslutningsströmmen (I_{sc}) med 0,06%	

Power output	P_{max}	W	144.9
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	22.3
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	6.56
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	28.6
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.07

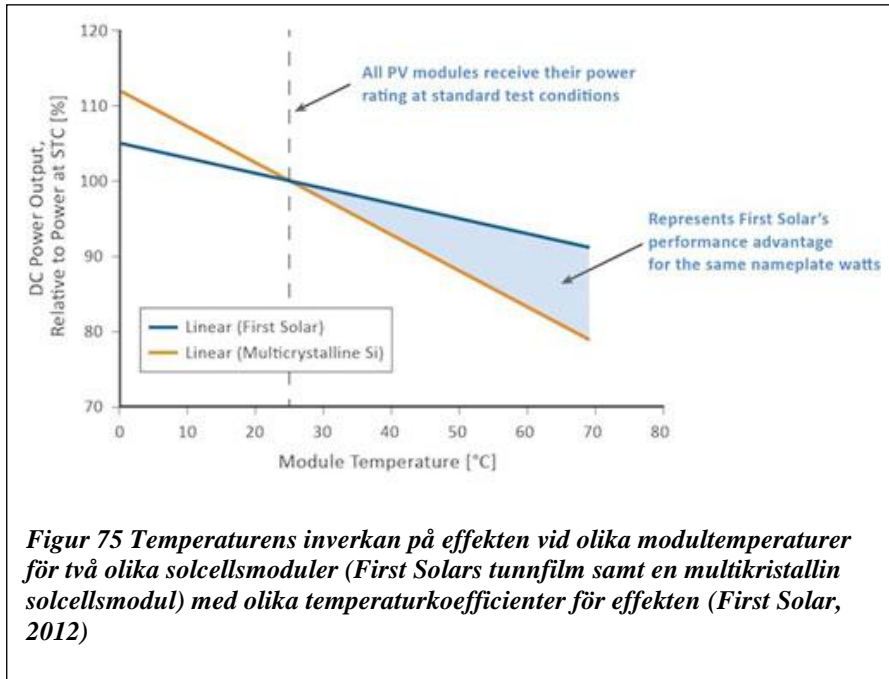
Figur 74 Elektriska parametrar vid NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) (Yingli Green Energy, 2012)

Temperaturkoefficienterna skiljer sig mellan olika solcellsmoduler.

Tunnfilmsmoduler är mindre känsliga för temperaturvariationer eftersom dess temperaturkoefficienter är närmre noll än kiselteknologi (Clean Energy Council, 2011). En godtycklig solcellsmodul producerar samma effekt vid 1120 W/m² och 55°C celltemperatur som vid STC, 1000W/m² och 25°C, om temperaturkoefficienten för effekten är -

0,4%/°C (PVsystem, 2012).

I Figur 74 finns ett exempel från ett datablad där data vid NOCT angetts. I Figur 75 visas temperaturkoefficientens inverkan på solcellsmodulens effekt. Modultemperaturen 25 grader C är vid STC-förhållanden, alltså de förhållanden som råder då en solcellsmoduls nominella effekt anges.



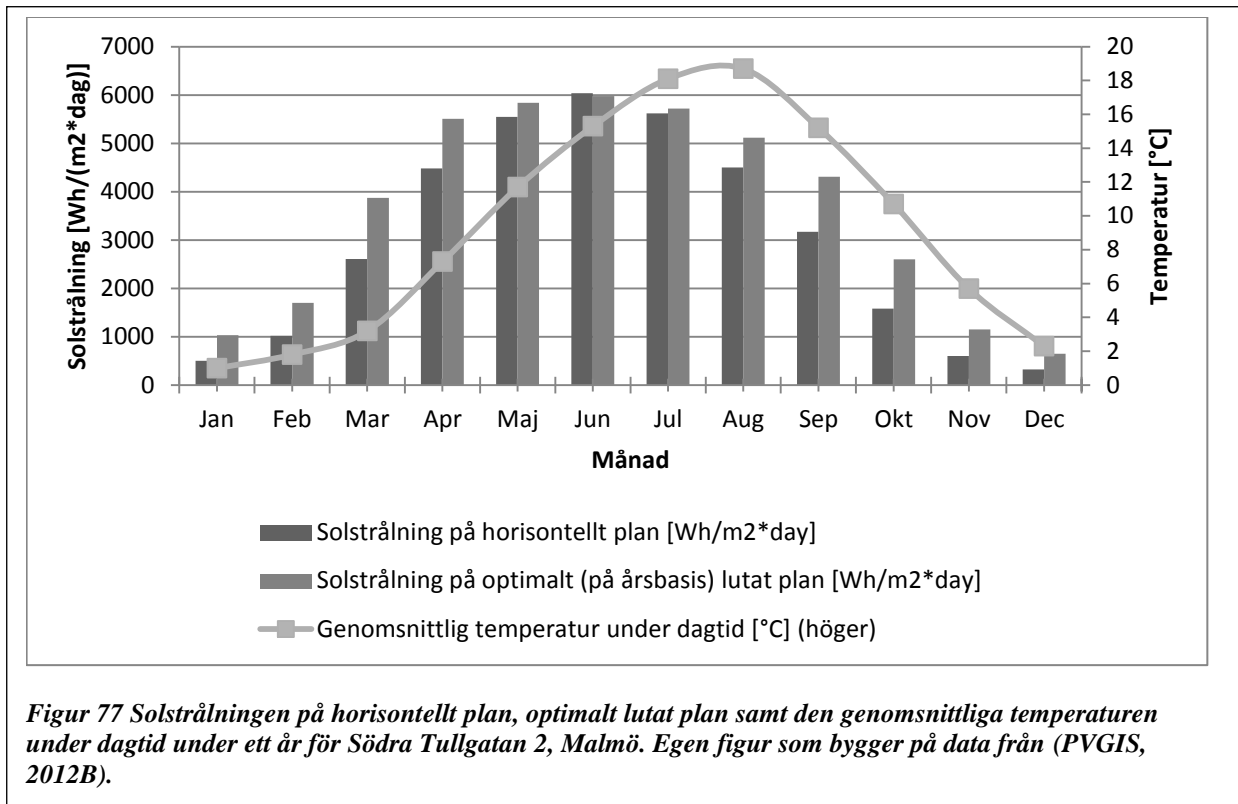
Tabell 38 Schablonvärde på temperaturökning, T_{δ} för olika monteringslösningar jämfört med omgivande temperatur. Källa (Clean Energy Council, 2011)

Monteringslösningar	Schablonvärde på temperaturökning, T_{δ}
Monteringslösning som löper parallellt med taket med ett avstånd mindre än 150 mm från underlaget	+35 °C
”Rack-type mount” med ett avstånd större än 150 mm från underlaget	+30 °C
”Top-of pole mount” / fristående lösning / monteringslösning på tak där monteringslösningens lutningen är 20 grader högre än takets lutning	+25 °C

Monteringslösningarna påverkar celltemperaturen (drifttemperaturen) eftersom monteringslösningen påverkar luftflödet kring solcellsmodulen och därmed vindens kyleffekt på solcellsmodulen. Taket i sig kan också påverka celltemperaturen genom att taket avger värme, speciellt plåttak, vilket innebär att solcellsmodulen värms upp underifrån. Som en approximation av celltemperaturen används ofta tumregeln att celltemperaturen är lika med den omgivande temperaturen plus 25 °C (Stapleton & Neill, 2012). I Tabell 38 visas schablonvärdena på en solcellsmoduls temperaturökning beroende på monterings sättet. Den fasadmonterade delen av solcellssystemen på Tekniska Museet i Malmö består av 8 gånger 8 monokristallina moduler där avståndet mellan vägg och modul är drygt tio cm, se Figur 76. Avståndet mellan moduleraderna i vertikalled är ca två cm och fyra cm i horisontalled. Vid hög solstrålning blev



de fasadmonterade solcellsmodulerna ca 30°C varmare än omgivande temperatur. Temperaturen bidrog till en minskning av energiproduktionen med 7% på årsbasis. Vidare undersöktes modultemperaturer för ett antal olika solcellsmoduler med isolerade baksidor och utan isolering vid 850W/m². Modultemperaturen för solcellsmoduler med isolerade baksidor uppvisade en temperaturökning om 40°C jämfört med omgivande temperatur medan motsvarigheten för oisolerade solcellsmoduler var 20°C varmare än omgivande temperatur (Håkansson, et al., 2007). Se även Figur 77 för en graf över den genomsnittliga dagstemperaturen och solstrålningen på en plats i Malmö.

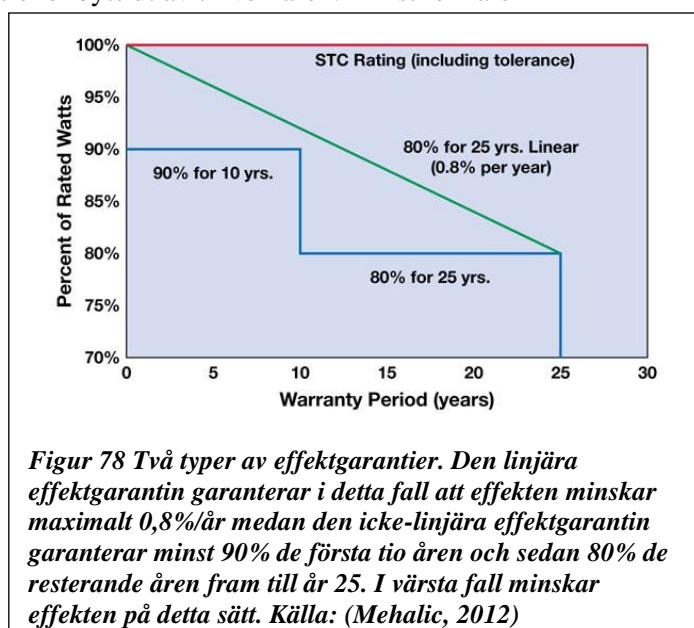


8.4.3.7 Kvalité

Solcellsmoduler har två typer av garantier, material- och effektgaranti. Materialgarantin innebär vanligtvis att defekta/felaktiga moduler servas eller byts ut av tillverkaren. Minst fem års

materialgaranti är vanligast, dock finns solcellsmoduler med en materialgaranti om tio år. Effektgarantin innebär att tillverkaren garanterar att solcellsmodulen kommer att producera en viss procentsats av dess STC-effekt (minus eventuell effekttolerans, se avsnitt 8.4.3.5).

Vanligtvis är effektgarantin 90% av den klassade effekten upp till 10 år och 80% upp till 25 år. En sammanställning av 830 solcellsmoduler från mer än 50 tillverkare (dock ej tunnfilmstyp) visar att 75 av dessa har en 25-årig linjär effektgaranti, vilket innebär att tillverkaren garanterar att effekten inte minskar mer än en viss procentsats årligen, exempelvis 0,8%/år. Exempelvis kan en icke-linjär effektgaranti uppfylla garantin även om effekten är 20% under den klassade effekten år 11 medan en linjär garanti endast uppfylls om effekten är 8,8% under den klassade effekten år 11, se Figur 78. Värt



Figur 78 Två typer av effektgarantier. Den linjära effektgarantin garanterar i detta fall att effekten minskar maximalt 0,8%/år medan den icke-linjära effektgarantin garanterar minst 90% de första tio åren och sedan 80% de resterande åren fram till år 25. I värsta fall minskar effekten på detta sätt. Källa: (Mehalic, 2012)

att notera är att det kan vara både svårt och tidskrävande att testa och verifiera effektproduktion för att kunna utnyttja effektgarantin (Mehalic, 2012). Det finns även exempel på andra typer av effektgarantier som fyra garanterade effektnivåer under 25 år (Suntech, 2012). Linjära effektgarantier är att föredra (Persson, 2012). Det är viktigt att endast kvalitetsmoduler installeras och standarder finns. Kvalitetsmoduler uppfyller IEC standarder men också lokala standarder. Exempel på standarder är ”IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) module – Design qualification and type approval” (Stapleton & Neill, 2012). Minskning av solcellssystemens effekt över tiden är det som kallas degradering. En studie om 2000 degraderingsvärden för individuella moduler och hela system visar på ett medianvärde för degradering på 0,5%/år (Jordan & Kurtz, 2012). Degradering med tiden har endast i enstaka fall studerats under svenska förhållanden (Paradis Årlebäck, 2011). Degraderingstakten kan bero på typen av solcell, kvalitet vid tillverkning, nivån på effektproduktionen och lokalt väder/klimat. Växelriktarens åldrande är i stor utsträckning beroende på den specifika utrustningen och förhållandena i växelriktarens omgivning (Darling, et al., 2011).

8.4.3.8 Marknadsmässiga begränsningar

Som ett resultat av överkapacitet på den globala solcellsmarknaden har flera tillverkare av solcellsmoduler gått i konkurs. Detta leder till att valet av solcellsmodul inkluderar att följa solcellsmarkandens utveckling och göra en uppskattning om tillverkaren av de solcellsmoduler som väljs kommer att finnas kvar den tidsperiod tillverkarens garanti löper. (Persson, 2012)

Den globala tillgången på solceller beräknas överskrida efterfrågan med ett genomsnitt 35 GW per år från 2012 till år 2015. 180 tillverkare av solcellsmoduler beräknas upphöra eller bli förvärvade. Majoriteten av dessa 180 tillverkare finns på marknader med höga tillverkningskostnader; USA, Europa och Kanada. Mellan 2012 och 2014 uppskattas nästan 60% av de existerande solcellstillverkarna att tvingas lämna marknaden. 2014 beräknas balansen mellan tillgången och efterfrågan stabiliseras vilket innebär att en utvald grupp av tillverkare kommer uppnå en position med ihållande lönsamhet. De ledande globala tillverkarna av solcellsmoduler år 2015 beräknas vara:

- Canadian Solar
- First Solar
- Hanwha Solar
- JA Solar
- Jinko Solar
- SunPower
- Talesun
- Trina Solar
- Yingli Green Energy (Geentech Media Inc, 2012)

8.4.3.9 Övrigt

En porträttorientering, då solcellsmodulens kortsida ligger i linje med underlagets långsida, innebär att mindre material behövs då montering parallellt med taket görs med hjälp av aluminiumskenor och tillhörande fästanordningar. Glipan mellan moduler är vanligtvis 20 mm men exempelvis 5 mm kan användas om det innebär att fler moduler får plats på en platsbegränsad yta. Vid val av modul bör man tänka på att det finns enklare och svårare kontakter när det gäller att dra kabel till växelriktaren. Sunclix och MC4 är lämpliga kontakter. Val av modul kan också inkludera hänsyn till installatörerna då solcellmoduler med stora mått blir tyngre och mer omständlig att hantera samtidigt som det ger ett större vindfång. Vindlaster måste analyseras (Persson, 2012). I rambeskrivningen för installation av solceller på Ängelholms Stadshus uppgavs i förfrågningsunderlaget att en fri takyta vid ytterkanten på takytorna om ca 1,2 m mellan sarg och solceller för att tillåta passage och utförande av service samt att krav på skyddsräcken runt taket inte ska uppstå (Sandqvist, 2010).

Om den omgivande temperaturen är hög på platsen bör solcellsmoduler med låga temperaturkoefficienter väljas. Om solcellsmodulen installeras inom en kilometer från kusten bör solcellsmodulen ha certifieringen IEC 61701 ”Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules”. Om tungt snöfall förekommer välj en solcellsmodul med en lastkapacitet på 5400 Pa. Det totala antalet moduler som får plats är viktigt att ta hänsyn till och ska bestämmas vid

systemutformningen. Det maximala antalet moduler som får plats begränsas av modulens dimensioner och hur modulerna kan placeras. Dock beror det slutgiltiga antalet även på valet av växelriktare och antalet serie- och parallellkopplade moduler som kan kopplas till modulen. I avsnitt 8.4.3.9 tas dimensionering med hänsyn till växelriktare upp närmare.

8.4.4 Placering och montering

Man ska undvika att placera solcellsmodulerna för tätt eftersom de då kan skugga varandra. Det minsta avståndet mellan strängar och andra föremål beror på latitud, hindrets höjd samt tidpunkt och datum när man önskar undvika skuggor (Brooks & Dunlop, 2012). Vilket monteringsystem som får användas beror på vilken maximal last som taket klarar av inklusive krav från myndigheter hur ytan får disponeras (McEvoy, et al., 2012). Det finns ett stort utbud av monteringslösningar och inga universallösningar (Persson, 2012). Före en monteringslösning väljs ska en vind-/snölastanalys genomföras (Solec Power, 2012). Vissa monteringsystem genomtränger inte taket och exempelvis finns monteringsystem som kan hållas på plats med hjälp av tyngder (eng. "ballast mounting"). Andra exempel på monteringsystem är ställningsmontering (eng. "rack mounting") (U.S. Department of Energy, 2011).

8.4.5 Antal moduler och växelriktare

Dimensioneringen av ett solcellssystem utgår typiskt sett från målsättningen gällande solcellsmodulernas installerade effekt, angiven i watt vid STC (Standard Test Conditions). Därefter väljs växelriktare (Sanchez, 2012A). Valet av solcellssystemets installerade effekt beror i stor utsträckning på den genomsnittliga energianvändningen på platsen och ekonomiska faktorer vid utmatning av el på det allmänna elnätet. Vilken effekt som ska installeras kan också bero på hur stor area som finns tillgänglig (Salasovich & Mosey, 2012). Växelriktare klassificeras utifrån tre egenskaper: effekt, DC-relaterad systemdesign och kretstopologi. **Den nominella effekten (AC)** är från 2 kW upp till MW-skalan och är typiskt 10-20kW för kommersiella aktörer, t.ex. tak på industrier. **DC-relaterad systemdesign** är relaterad till hur strängarna är kopplade till växelriktaren. Det finns sträng, multisträng och centrala växelriktare (SMA Solar Technology, 2010). En annan typ av växelriktare är små växelriktare som ansluts direkt till varje solcellsmodul vilket ger fördelen att känsligheten mot modulorientering och skuggor minskar, mikroväxelriktare. Kostnaden per installerad topp effekt (W_p) är ofta högre än för andra typer av växelriktare (Solelprogrammet, 2012). Till en multisträngväxelriktare kan två eller flera strängar (seriekopplade moduler) inkopplas där varje sträng har en egen MPPT (Maximum Power Point Tracker, förklaring finns nedan) och kan väljas om solcellssystemet består av olika delområden som är orienterade i olika riktningar eller om skuggproblematik finns. Centrala växelriktare är för storskaliga solcellssystem. Växelriktare kan klassificeras med avseende på **kretstopologi** där en distinktion kan göras mellan enfas och trefas, och mellan växelriktare med och utan transformator. Transformator ger galvanisk isolering, vilket krävs i vissa länder och gör det möjligt att jorda solcellsmoduler vilket är nödvändigt för vissa moduler. Transformatorer undviks om det är möjligt eftersom växelriktare utan transformatorer är mindre, lättare och har högre verkningsgrad (SMA Solar Technology, 2010). Växelriktarens har följande uppgifter:

Hög verkningsgrad vid omvandling. Växelriktarens främsta uppgift är att omvandla inkommande likström från solcellsmoduler till växelström. Verkningsgraden är andelen av den inmatade effekten i växelriktaren (likström, DC) som kommer ut i form av utmatad effekt (växelström, AC) och en av de viktigaste egenskaperna. Moderna växelriktare kan ha en verkningsgrad om 98% (SMA Solar Technology, 2010). Omvandlingen producerar värme varför verkningsgraden alltid är lägre än 100%. Verkningsgraden varierar beroende på bland annat växelriktarens temperatur och spänningen vid inmatningen av effekt i växelriktaren. Framförallt påverkar den inmatade effekten i växelriktaren verkningsgraden. "Peak efficiency" är den högsta verkningsgraden växelriktaren kan nå vid ideala förhållanden och den är inte nödvändigtvis representativt för den verkningsgrad som kommer gälla vid driftförhållanden (Sanchez, 2012A), se Figur 80.

Effektoptimering. En solcellsmoduls effektkurva ändras under dagen på grund av dess starka beroende av strålningsintensiteten och temperaturen. MPPT (Maximum Power Point Tracking) innebär att växelriktaren kontinuerligt söker efter den optimala punkten (Maximum Power Point) på

effektkurvan för att maximera solcellsmodulernas effekt vid varje situation. Jämför med Figur 66 på sidan 113.

Övervakning och säkerhet. Växelriktaren övervakar energiproduktionen och indikerar om problem uppstår. Övervakning av elnätet sker också och om nätbortfall inträffar kopplas solcellssystemen omedelbart från elnätet av säkerhetsskäl.

Kommunikation. Tillåter kontroll och övervakningar av samtliga parametrar och driftdata. Vanligtvis samlas data in via en ”data logger” som tar emot data från flera växelriktare och om så önskas även skickar informationen till en dataportal på internet.

Temperaturhantering. Växelriktarens temperatur påverkar dess verkningsgrad, om temperaturen blir allt för hög minskar växelriktarens effekt vilket innebär att potentiell effekt går förlorad. Ett effektivt och pålitligt kylningssystem för växelriktarens hölje är viktigt. Det finns exempel på sådana inbyggda koncept för att möjliggöra drift vid omgivande temperaturer upp till 50°C. En konstant sval miljö är ideal (SMA Solar Technology, 2010).

Spänning och ström som en modul producerar varierar med temperaturen varför solcellssystem ska dimensioneras så att de är säkra vid alla temperaturer. Växelriktaren och de sammankopplade solcellsmodulerna ska matcha varandra gällande **spänning, ström och effekt** för att uppnå ett säkert och effektivt system samt för att växelriktarens verkningsgrad ska vara så hög som möjligt (Stapleton & Neill, 2012)

Spänning

Spänning är den elektriska motsvarigheten för tryck (Sanchez, 2012A) och komponenter som solcellsmoduler, växelriktare, kablar med mera har en maximal spänning de klarar av (Sanchez, 2012B). De sammankopplade solcellsmodulernas spänning beror på solcellsmodulens modell och märke, antalet seriekopplade solcellsmoduler och modultemperaturen. Modultemperaturen är i sin tur beroende på omgivningens temperatur (Sanchez, 2012A)

Vid val av antalet parallell-/seriekopplade moduler i ett block ska följande krav uppfyllas:

- De sammankopplade solcellsmodulernas minimala **driftspänning** vid de sämsta temperaturförhållandena (alltså vid modulernas högsta celltemperatur vid drift, standardvärde 60 °C) ska vara inom växelriktarens spänningsintervall för MPPT (PVsyst, 2012). Spänningsintervallet för MPPT är det spänningsintervall där växelriktaren kan maximera de sammankopplade solcellsmodulernas effekt med hjälp av de sammankopplade solcellsmodulernas IV-kurva (Sanchez, 2012A).
- De sammankopplade solcellsmodulernas maximala **driftspänning** vid de bästa temperaturförhållandena (alltså vid modulernas lägsta celltemperatur vid drift, standardvärde 20°C) ska vara inom växelriktarens spänningsintervall för MPPT.
- De sammankopplade solcellsmodulernas maximala **absoluta spänning** (vid lägsta temperatur, standardvärde -10°C) vid öppen krets (V_{oc}) ska ej överstiga det absoluta maximala spänningen växelriktaren och en enskild solcellsmodul kan hantera.

Den absoluta lägsta celltemperaturen är -10°C för de flesta länder i Europa. Denna celltemperatur antas som den omgivande luftens temperatur (PVsyst, 2012). De flesta tillverkare av växelriktare erbjuder verktyg för dimensioneringen av strängar för att försäkra sig om att de sammankopplade solcellsmodulerna är inom växelriktarens maximala V_{oc} och MPPT-intervall (Sanchez, 2012A). Oftast används mjukvaror som PV*SOL eller PVsyst för att dimensionera solcellssystem, beräkningar kan även göras för hand (Stapleton & Neill, 2012),

Ström

Strömmen en modul ger upphov till varierar beroende på temperatur men temperaturberoendet är betydligt mindre än för spänningen. Strömmen ökar lite i takt med ökad temperatur och eftersom ökningen är så liten brukar temperaturberoendet för strömmen förbises så länge de sammankopplade

solcellsmodulernas ström inte är nära växelriktarens maximalt tillåtna ström. Växelriktarens maximalt tillåtna ström är angiven på dess datablad (PVsyst, 2012).

Effekt

Bestämning av växelriktarens effekt är ett debatterat problem. Ofta finns rekommendationer på växelriktarens datablad om en begränsning av de sammankopplade solcellsmodulerna nominella effekt eller ett fixt förhållande mellan växelriktare och block (PVsyst, 2012) För exempel på en växelriktarens begränsningar se Figur 79. Att rekommendera ett specifikt block-/växelriktarförhållande är svårt då maximal energiproduktion ska jämföras med ekonomiska aspekter (Sanchez, 2012A). Lösningar vid skuggproblematik inkluderar även hänsynstagande vid systemutformningen gällande serie- och parallellkoppling av solcellsmodulerna alternativt val av så kallade mikroväxelriktare (Andersson, 2012).

Dock är det värt att notera att:

Växelriktarens nominella effekt är definierad som dess **ut effekt** (AC). Växelriktarens maximalt tillåtna ineffekt (DC) är därmed högre än dess nominella effekt på grund av energiförluster i växelriktaren. Den maximalt tillåtna DC-effekten växelriktaren tillåter är därmed typiskt 4 till 6% högre än växelriktarens nominella effekt (AC). Beräknas: (1/verkningsgraden).

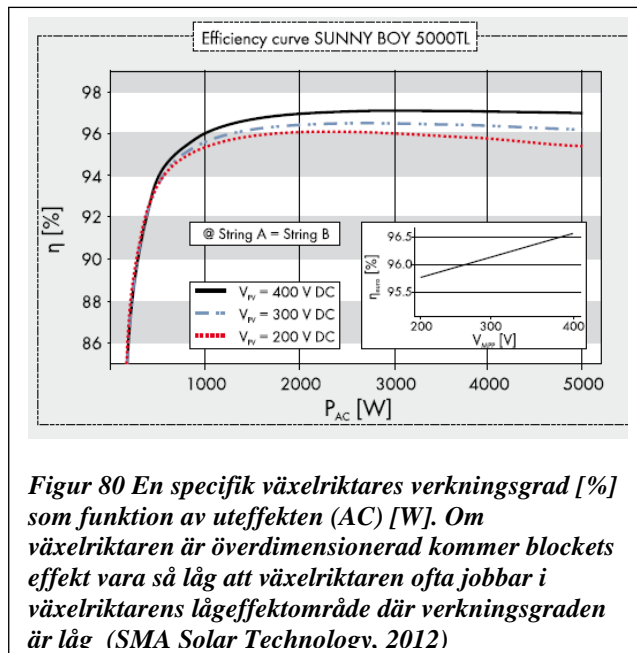
1. Blockets nominella effekt är definierad vid STC (1000 W/m² och 25°C celltemperatur). I verkligheten uppnås sällan eller aldrig de sammankopplade solcellsmodulerna topp effekt på grund av modultemperatur och andra förluster vilket leder till minst 15-20% lägre DC-effekt jämfört med de sammankopplade solcellsmodulernas nominella effekt. Solstrålning på 1000 W/m² är ovanligt varför en preliminär simulering krävs för att bestämma de sammankopplade solcellsmodulerna verkliga effektdistribution för att noggrant dimensionera växelriktaren (PVsyst, 2012). Spänningen minskar vid temperaturer över 25°C jämfört med spänningen vid STC. Solcellssystem dimensioneras därför ofta så att de sammankopplade solcellsmodulernas nominella effekt överskrider växelriktarens nominella effekt utan att effekt går förlorad vid normal drift (Sanchez, 2012A).
2. De sammankopplade solcellsmodulernas effektdistribution uppvisar ett starkt beroende av dess orientering.
3. De flesta växelriktare tillåter ”övereffekter” under kortare perioder.
4. Om växelriktaren är överdimensionerad arbetar växelriktaren ofta i dess lågeffektområde där verkningsgraden är lägre. Se Figur 80.

Om DC-effekten som växelriktaren nås av är högre än växelriktarens maximalt tillåtna DC-effekt, ändrar välkonstruerade växelriktare de sammankopplade solcellsmodulernas driftspunkt på IV-kurvan för att hålla sig vid dess säkra nominella effekt. Därför sker ingen ”övereffekt” eftersom hela systemets potentiala effektproduktion ej uppnås vilket innebär att ingen överuppvärmning sker och inte heller någon påskyndad föråldring av växelriktaren. Vid dessa förhållanden går skillnaden mellan den potentiala effekten och växelriktarens maximalt tillåtna DC

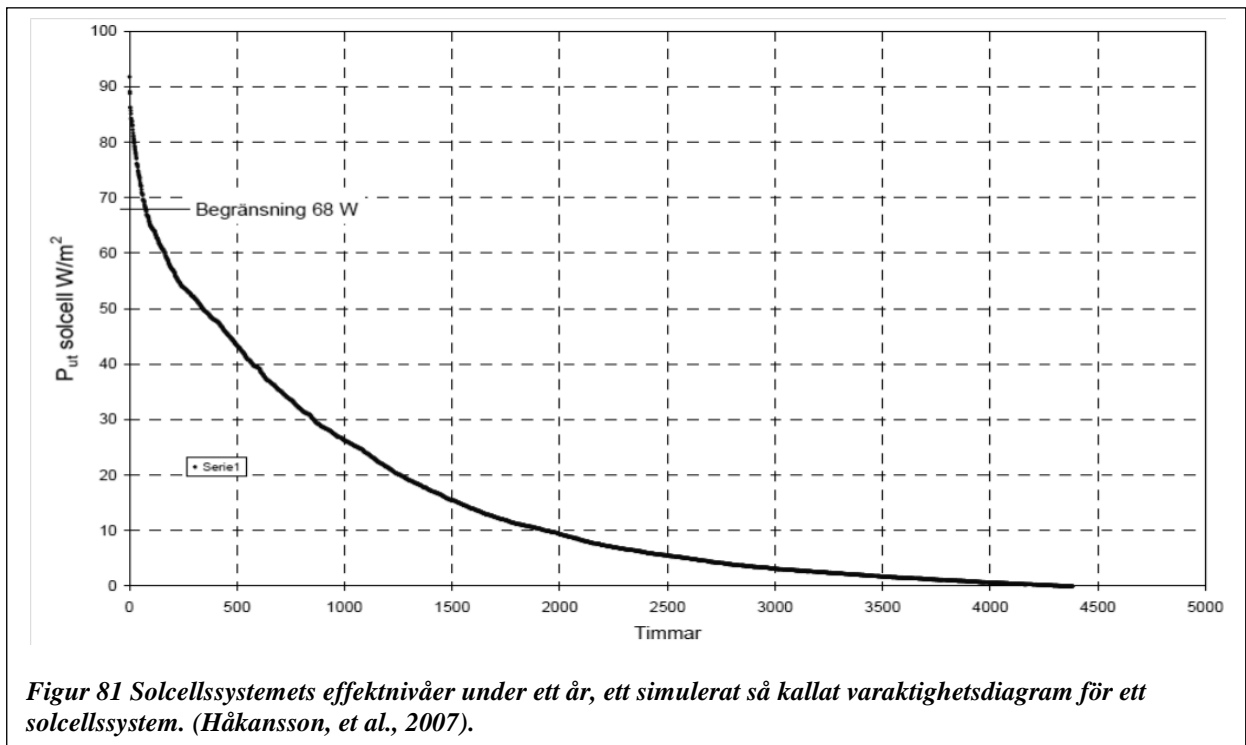
Technical data	Sunny Boy 3000TL
Input (DC)	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	3200 W
Max. DC voltage	550 V
MPP voltage range	188 V - 440 V
DC nominal voltage	400 V
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V
Max. input current / per string	17 A / 17 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2
Output (AC)	
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W
Max. AC apparent power	3000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 5 Hz
Max. output current	16 A
Power factor (cos φ)	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta	97.0 % / 96.3 %

Figur 79 En specifik växelriktare och dess begränsningar vid dimensioneringen. Från ovan: den maximala DC-effekten växelriktaren tillåter, dess maximala DC-spänning, spänningsintervallet där växelriktarens MPPT fungerar, DC-nominella spänningen, minsta DC-spänning med mera (SMA Solar Technology, 2012)

effekt förlorad. En ekonomisk optimering kan göras genom att jämföra förluster av potentiell effekt med prisskillnaden som en växelriktare med större nominell effekt skulle innebära. En sådan optimering leder ofta till underdimensionerade växelriktare i förhållande till vad tillverkarna rekommenderar. I Centraleuropa visade denna typ av ekonomisk optimering att de sammankopplade solcellsmodulernas nominella effekt vid STC kunde vara 20-40% högre än växelriktarens nominella effekt (PVsystem, 2012).



En växelriktare med mindre nominell effekt är generellt sett billigare än en större (Stapleton & Neill, 2012). I Figur 81 finns ett exempel på där växelriktaren vid vissa tillfällen inte kan ta emot all den energi solcellsmodulerna producerar på grund av dess dimensionering. I det simulerade diagrammet för ett år är effekten som solcellssystemet producerar (DC) plottat på den lodräta axeln och antalet timmar på den horisontella axeln. Växelriktaren har dimensionerats så att den maximalt kan ta emot 68W/m^2 installerad solceller. De tillfällen solcellerna producerar mer än 68W/m^2 kommer all energi som överstiger 68W/m^2 att gå förlorad (Håkansson, et al., 2007).



8.4.6 Prestandamått för solcellssystem

Vid jämförelse av energiproduktionen (AC) (eng. energy yield) mellan solcellssystem vars nominella effekt skiljer sig åt är det nödvändigt att normalisera den mätta energiproduktionen (AC) [Wh] med den nominella effekten vid STC [W] (Schweiger, et al., 2012). Normaliseringen kallas för "final PV system yield" eller Y_f och beräknas på följande sätt:

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad [\text{kWh/kW eller timmar}] \quad (8:3)$$

där E är solcellssystemens energiproduktion (AC), alltså energin i form av el som mäts av elmätaren [kWh].

P_0 är solcellssystemens nominella effekt, alltså solcellssystemens effekt vid 1000 W/m^2 solstrålning och 25°C celltemperatur [kW].

Y_f representerar antalet timmar som solcellssystemen skulle behöva arbeta vid dess nominella effekt (STC) för att motsvara den energiproduktion (AC) solcellssystemen producerar under den studerade tidsperioden. Y_f är det primära sättet att uttrycka prestanda och den kan uttryckas i både kWh/kW eller i timmar. Y_f är ett relativt mått på energiproduktionen och möjliggör jämförelser av solcellssystem med olika nominell effekt, systemutformning och teknologi. Skillnader mellan solcellssystem kan exempelvis bero på skillnader gällande växelriktarnas verkningsgrad eller olika monteringsystem som ger upphov till olika temperaturer. Om jämförelser görs mellan olika **platser** eller **tidsperioder** bör man vara medveten om att solstrålning på platsen eller tidsperioden påverkar Y_f . Exempelvis finns årliga variationer i solstrålningen på en och samma plats. Ett sätt att komma runt detta är att beräkna "performance ratio" där Y_f divideras med solstrålningsresurserna, Y_r . Y_r kallas "reference yield" och beräknas på följande sätt:

$$Y_r = \frac{H}{G} \quad [\text{timmar}] \quad (8:4)$$

där H är den totala solstrålningen i samma plan som solcellsmodulerna [kWh/m^2]

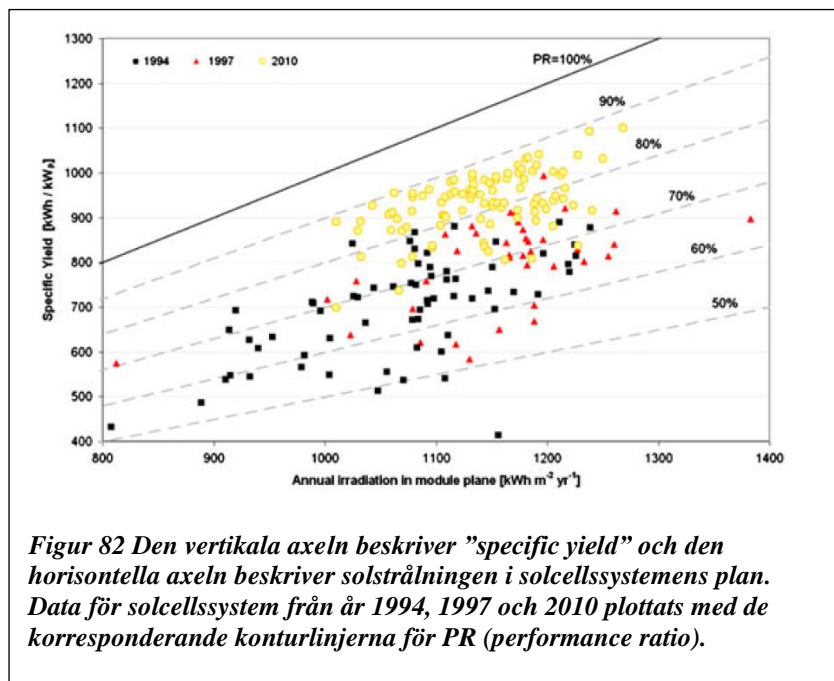
G är solcellssystemens referensstrålning, det vill säga 1000 W/m^2 vid STC.

Y_r representerar den tid angett i antalet timmar som solen skulle behöva skina vid referensstrålningen (vid STC 1000 W/ m²) för att komma upp i samma mängd solenergi som solcellsmodulerna nås av. Y_f definierar vilka resurser ett solcellssystem har i form av solstrålning. Solstrålningsresurserna beror på platsen, solcellssystemets orientering/lutning samt månatliga och årliga variationer i solstrålningen på grund av väder (Marion, et al., 2005). Både Y_f och Y_r refererar till STC (Reich, et al., 2012).

”Performance ratio” beräknas på följande sätt:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (8:5)$$

PR är ett enhetslöst mått som beskriver energiförlusters totala påverkan på den nominella effekten. PR anges oftast månadsvis eller på årsbasis. Genom att normalisera med avseende på solstrålningsresurserna kan solcellssystemets totala energiförluster kvantifieras som exempelvis kan bero på växelriktarens verkningsgrad, förluster på grund av temperaturer, snö, smuts med mera. PR kan användas för att bestämma om solcellssystemen arbetar som förväntat, för att upptäcka problem vid drift och även för att utvärdera förändringar i prestanda över tid. Om den årliga PR minskar under årens lopp kan en permanent förlust av prestanda misstänkas. PR kan alltså visa på att förändringar äger rum men inte orsaken till dem. PR representerar inte mängden energi som produceras, exempelvis kan ett solcellssystem med låg PR på en plats med hög solstrålning producera mer energi än ett solcellssystem med hög PR på en plats med lite solstrålning. För ett givet solcellssystem kommer dock förändringar i komponenter eller utformning påverka PR och följaktligen även Y_f (Marion, et al., 2005).



Figur 82 Den vertikala axeln beskriver ”specific yield” och den horisontella axeln beskriver solstrålningen i solcellssystemets plan. Data för solcellssystem från år 1994, 1997 och 2010 plottats med de korresponderande konturlinjerna för PR (performance ratio).

PR är ett mått som kan användas vid jämförelser i stort sett oberoende av solstrålningsresurserna på platsen och även i stort sett oberoende av förhållandena på platsen, till och med oberoende av solcellsmodulernas orientering/lutning. Måttet möjliggör jämförelser mellan solcellssystem med olika utformning, lika systemutformning på olika platser och jämförelser av ett solcellssystemets prestanda över tiden. PR är dock starkt temperaturberoende vilket innebär att PR är lägre i varma klimat jämfört med varma klimat. (1-PR) är de

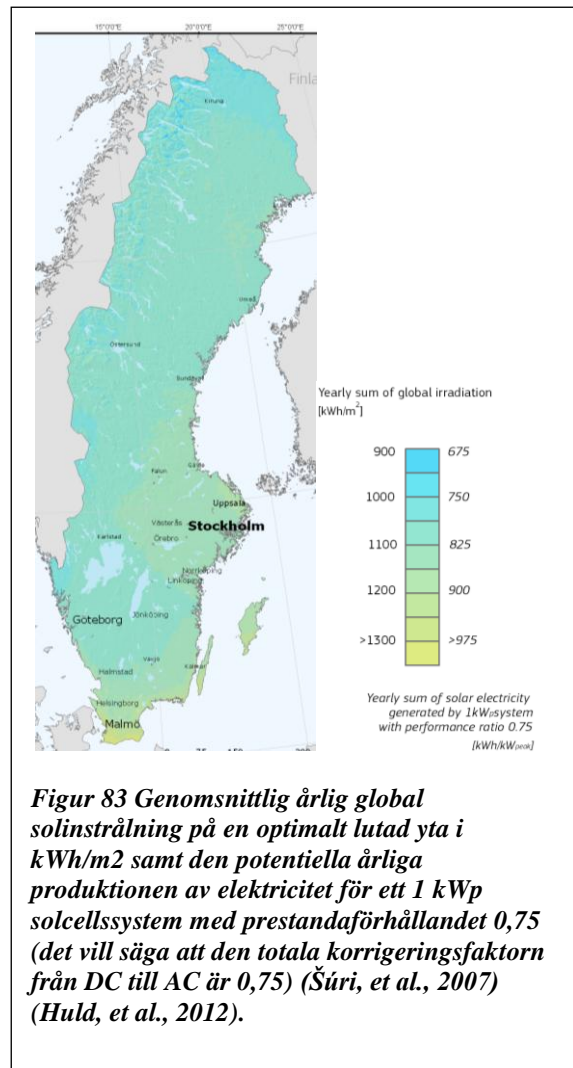
totala förlusterna. 100 tyska solcellssystem PR mättes under 2010 där nivån för ett bra tyskt solcellssystem bedömdes vara >84%. PR har ökat från mellan 50-75% i slutet av 90-talet, 70-80% på 90-talet och över 80% 2011, se Figur 82. Exempel finns på solcellssystem som inte energioptimerats (år 2007/2008), där PR kunde vara så lågt som 75%. Det berodde framförallt på skuggning av raderna av solcellsmoduler och dålig växelriktare. Det kan finnas potentiella fördelar med att ha avtalskontrakt mellan investerare och projektör som garanterar en minsta PR. Det finns även goda exempel på solcellssystem i Tyskland där PR varit nära 90% som ett resultat av högeffektiva komponenter, god utformning av solcellssystemen och yrkesskicklighet. Av de 10 bäst presterande solcellssystemen i studien identifierades även orsaker till förlusterna vilket inkluderade bland annat temperatur, lågljusbeteende, kablar och förluster i växelriktaren. PR över 90% anses vara realistiskt i tyskt klimat genom att använda befintliga komponenter (år 2011) (Reich, et al., 2012).

Ett förenklat sätt att beräkna den årliga produktionen från ett solcellssystem är genom att använda nominell effekt och något som kallas ”peak sun hours” i kombination med en så kallad ”derate factor.” Ju högre nominell effekt ett solcellssystem har, desto mer energi kan den generera. Solcellssystem klassas utifrån dess nominella effekt (DC), likström, i watt (W) eller kilowatt (kW) och är ett mått på hur mycket effekt solcellssystemen kan producera vid STC. Energin omvandlas sedan till växelström (AC) och energiförluster uppstår. De totala förlusterna vid omvandlingen till AC kan beskrivas med en så kallad ”derate factor”. Genom att multiplicera denna ”derate factor” med den nominella effekten får man dess nominella effekt vid AC. Förlusterna är alltså 1-”derate factor”. ”Peak sun hours” är antalet timmar som solstrålningen skulle behöva stråla vid 1000W/m² för att motsvara den energi som en viss yta nås av. Om exempelvis en yta nås av 4,23 kWh solstrålning per m² och dag blir antalet soltimmar 4,23kWh/m²*dag delat på 1000W/m² = 4,23 ”peak sun hours” per dag. Den energi som ytan nås av under en dag motsvaras av att ytan nås av effekten 1000W/m² under 4,23 timmar. Då den nominella effekten i AC har bestämts och antal ”peak sun hours” som en yta i solcellssystemens plan nås av kan den årliga energiproduktionen från solcellssystemen bestämmas. Ett exempel visat nedan:

$$5kW * 0,77 * 4,23 * 365 = 5944kWh/år$$

- 5kW är den nominella effekten (DC)
- 0,77 är ”derate factor”
- 5kW*0,77 är nominell effekt (AC)
- 4,23 är antal ”peak sun hours” per dag
- 365 är antal dagar per år
- 5944kWh/år är den energi som solcellssystemen genererar per år.

Notera att denna metod med ”derate factors” endast är en grov uppskattning av energiproduktionen. Exempelvis kan simuleringsprogram för solceller ge en bättre förutspåelse av energiproduktionen (The Solar Foundation, 2012). Utifrån erfarenhet uppges ett solcellssystem i Sverige årligen producera elektricitet motsvarande 800-1000 kWh per installerad kWp för ett solcellssystem som är orienterat mot söder med en lutning om 30-50 grader som inte skuggas. Den totala solstrålningen under ett år kan variera +/- 10% per år jämfört med ett medelår. Ett normalt solcellssystem kan omvandla 10-15% av solstrålningen till elektricitet beroende på systemkomponenterna (Stridh & Hedström, 2011). Data om Y_f (årsvis och månadsvis) för ett antal svenska solcellssystem finns på internet (Soldata, 2012). Det finns idéer om att inkorporera PR på hemsidan (Paradis Ärleback, 2011). I Figur 83 visas ett exempel då kunskap om prestandamått tillämpas.



9 Applicering på befintlig fastighet - solcellssystem

I nedanstående avsnitt beskrivs en förstudie av fastigheten som beskrivs i detalj i avsnitt 5.9. Teori som beskrivits i tidigare avsnitt appliceras här och genomgången börjar med att metoden och resultaten från simuleringarna av ett tänkt solcellssystem presenteras som sedan följs av en diskussion.

9.1 Metod

9.1.1 Arbetsgång

I avsnitt 5.9 beskrivs fastighetens förutsättningar och den platsbedömningen som ligger till grund för nedanstående simulering av solceller på fastigheten Carl Gustav 5.

Valet av tillverkare av solcellsmodulen som är föremål för denna analys föll på Yingli Green Energy. Valet baseras på det faktum att ett stort antal tillverkare av solcellsmoduler beräknas tvingas lämna marknaden vilket kan ställa till det för projektörerna ur garantisympunkt. Yingli Green Energy beräknas vara en av de ledande tillverkarna av solcellsmoduler 2015, se avsnitt 8.4.3.8. Solcellsmodulen YL180P-23b i serien YGE 48 Cell valdes och är av typen polykristallint kisel med en modulverkningsgrad om 13,9% och en nominell effekt på 180W, se Figur 84.

Solcellsmodulen har 10 års produktgaranti och en icke-linjär effektgaranti där en minsta effekt om 91,2% av den minsta nominella effekten garanteras i 10 år och resterande 15 år minst 80,7%. Solcellsmodulen ingår i PVcycle vilket innebär att den kan återvinnas kostnadsfritt vid livslängdens slut. Solcellsmodulen klarar även vindlaster om 2,4kPa och snölaster upp till 5,4kPa samt lever upp till certifieringar och standarder. Notera att i serien finns högre klassad effekt vilket gör att moduler med högre effekt kan inkluderas. Ett 120 kWp solcellssystemen i Sverige använder redan denna solcellsmodul (Direct Energy, 2012). För fastigheten Carl Gustav 5 har en modellering utförts i mjukvaran PVsyst.

Mjukvaran är gratis att använda i 30 dagar, därefter krävs en licens.

I Tabell 39 finns antagandena som gäller i simuleringen i de fall de avviker från standardvärdena.

Plats och väder/klimatdata förs in i PVsyst från PVGIS (en tjänst för solstrålning och solcellssimuleringar) där dessa data finns tillgänglig gratis. Eftersom de ytor som ingår i

förundersökningen har olika orientering och lutning görs en simulering för varje yta. Först bestäms lutning och orientering för de solcellsmoduler som simuleras. Därefter görs en 3D-modell av platsen för att korrigera för skuggornas effekt på solcellssystemen. Vidare ska solcellssystemens storlek bestämmas vilket i detta fall är begränsat av den tillgängliga arean. Verktöget ”Module layout” i PVsyst användes för att bestämma det maximala antalet moduler som får plats på den undersökta ytan utifrån modulens mått, val av avstånd mellan modulerna, eventuella hinder på ytan såsom fönster samt placering av modulerna i porträtt- eller landskapsplacering, se Figur 85. Det antal moduler som får plats anges sedan vid definition av solcellssystemens storlek angett i m² eller i installerad DC-effekt. Valet av strängar samt antal och typ av växelriktare görs därefter. Vid utvärdering av hur många solcellsmoduler som får



Figur 84 Solcellsmodul i Serien YGE 48 Cell från Yingli Green Energy. Bildkälla: (Yingli Green Energy, 2012)



Figur 85 Landskapsorienterade solcellsmoduler. Eget foto från Vasakronans solcellsanläggning på Priorn, Malmö.

plats uppstod frågan om avstånd till kanter för att möjliggöra exempelvis underhåll och annat arbete på taket.

9.1.2 Antaganden

I Tabell 39 finns antagandena som simuleringen bygger på.

Tabell 39 Antaganden i simuleringen

Typ	Antagande
Albedo	0,55 i januari (motsvarar albedo för våt snö), resterande månader 0,2 (motsvarar stadsmiljö)
Solföljning	Fixerad lutning, ej solföljning.
Constant loss factor	20 W/m ² *K vilket motsvarar en ”halvintegrerad monteringslösning med luftkanal bakom”. Dock befinner sig den tänkta anläggningen på ca 30 meters höjd, med fri sikt och närhet till kusten. U-värdet är sannolikt därför högre och solcellsmoduler håller sig troligtvis svalare än standardvärdet.
Förluster i DC kablar	1,5% av den nominella effekten vid STC
Förluster i AC-kablar	Energien som växelriktaren producerar (AC) antas gå in direkt i fastighetens elnät
Kvalité: maximala förluster på grund solcellsmodulens avvikelse från angiven nominell effekt (effekttolerans)	Tillverkaren anger att den nominella effekten kan vara 3% längre än den angivna. PVsyst har som standard att den genomsnittliga avvikelser från den nominella effekten är halva värdet av den angivna sämsta effekten. Om effekttoleransen är t.ex. -3% som sämst enligt tillverkaren är standardvärdet i PVsyst -1,5%.
Horizon shading	Horisonten antas vara fri
Förluster pga smuts	Inga förluster på grund av smuts, frekventa regnfall antas. Jämför med (Reich, et al., 2012) där samma antagande gjorts för Tyskland.

9.2 Resultat/ Åtgärdsförslag

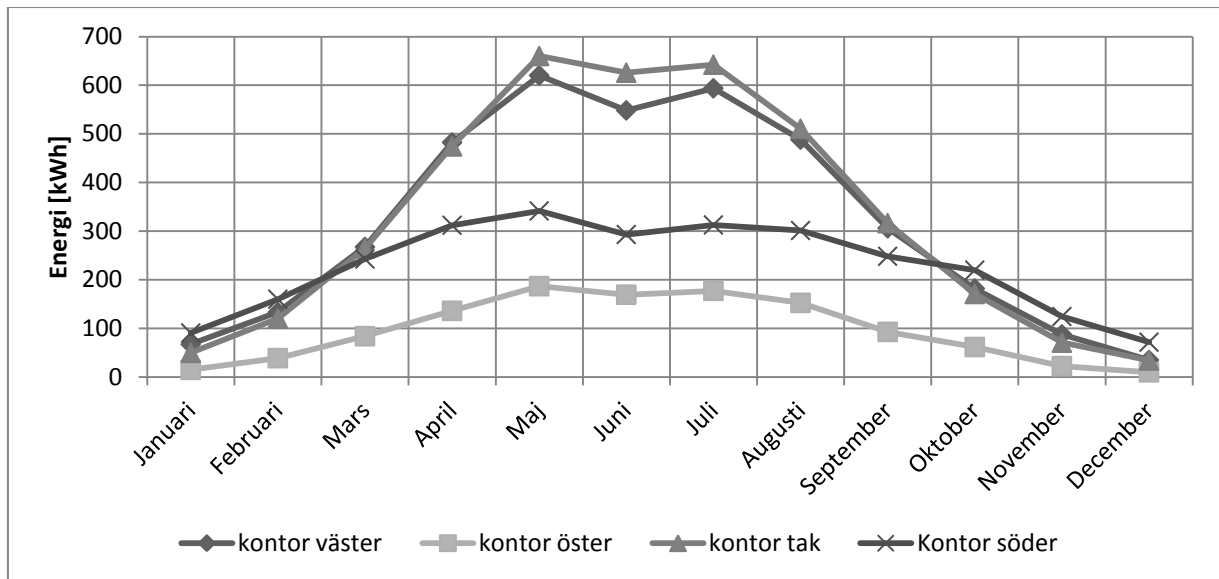
I nedanstående avsnitt presenteras resultaten av simuleringen av fastigheten Carl Gustav.

9.2.1 Kontorsdelen

Tabell 40 Data om kontorsdelen (den västra byggnaden)

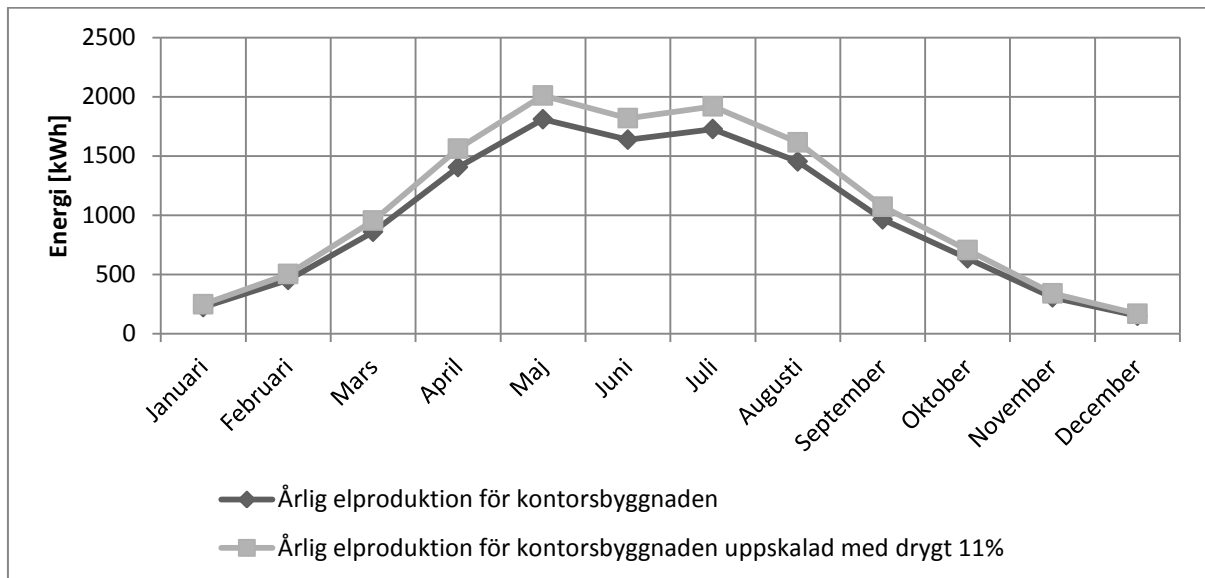
Egenskap	Fläktrum, väster	Fläktrum, öster	Tak	Fläktrum, söder
Orientering/azimuth [grader]	90	-90	0	0
Lutning [grader]	82	82	0	82
Förluster av globalstrålning i modulens plan jämfört med optimal vinkel på årsbasis [%]	-38,6	-38,9	-15,6	-20,3
Mått på yta på fläkthus, bredd gånger höjd (parentes övre bas) [m]	17,8(17,25)*3,03	17,8(17,25)*3,03	17,25*10	10,6(10)*3,03
Mått på arean inom vilken solcellsmodulerna placeras (bredd*höjd) [m]	17,25*3	6,54*3	9,8*4,5	10*3
Antal moduler och placering	39	12	28	21
Layout	Landskap	Landskap	Landskap	Landskap
Installerad effekt [Wp]	7020	2160	5040	3780
Modularea [m ²]	50,6	15,6	36,3	27,2
Antal strängar	2	1	2	1
Antal moduler per sträng	19 och 20	12	14 och 14	21
Tillverkare	SMA	SMA	SMA	SMA
Antal växelriktare	2	1	1 (2 st MPPT)	1
Modell	Sunny Boy SB 3000 TLST-21	Sunny Boy SB 2000HF-30	Sunny Boy SB 5000 TL-20	Sunny Boy SB 3300 TL HC
Energiproduktion [kWh/år]	3813	1147	3940	2720
Normaliserad energiproduktion [kWh/kWp*år]	543	531	782	720
Årlig PR (performance ratio)	78,5	77,5	80	79,7
Största energiförlusterna på årsbasis	Lågljus och växelriktaren vid drift	Lågljus och växelriktaren vid drift	Lågljus och växelriktaren vid drift	Lågljus och växelriktaren vid drift

I Figur 86 presenteras resultatet för simuleringen av kontorsdelen per månad. Notera att den installerade effekten påverkar hur mycket energi som produceras.



Figur 86 Simulering av elproduktionen för solcellssystemet på kontorsdelen under ett år uppdelat på delsystem.

I Figur 87 visas den totala elproduktionen för kontorsdelen samt en uppskalad variant (ej simulerad) där elproduktionen ökas med 11% för att reflektera ett val av en solcellsmodul med högre verkningsgrad (200W istället för i standardsfallet 180 W, det vill säga verkningsgraden 15,4% jämfört med 13,9%). Den totala elproduktionen under ett år beräknas bli ca 11 620 kWh, en mycket förenklad uppskalning med drygt 11% skulle innebära ett tillskott på 1291 kWh per år om man antar att man direkt kan skala upp elproduktionen (notera att andra växelriktare kan behövas vid högre nominell effekt med mera vilket även påverkar resultatet)

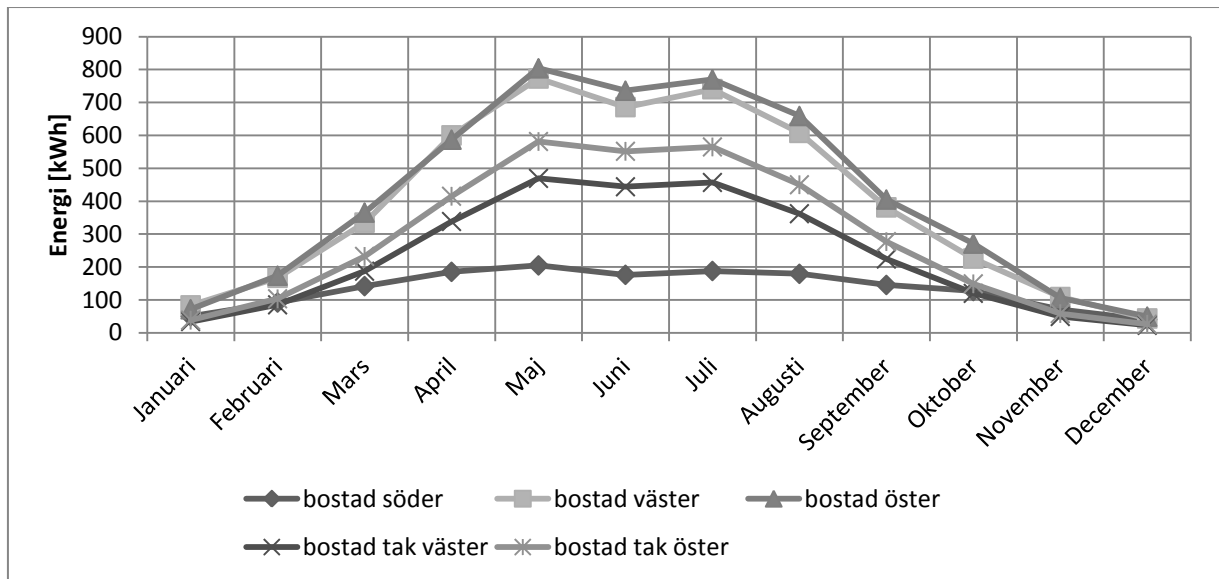


Figur 87 Årlig elproduktion för kontorsdelen under ett år samt en uppskalad variant där energiproduktionen skalats upp med drygt 11% för att ge en fingervisning om den ökade energiproduktionen vid val av modul med högre verkningsgrad i samma serie.

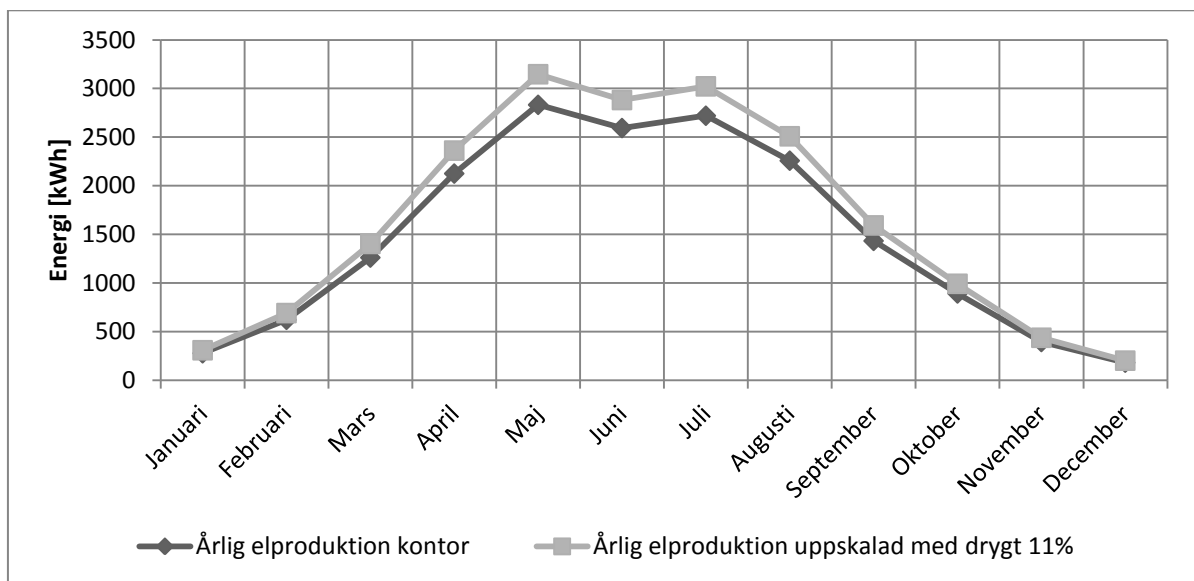
9.2.2 Bostadsdel

Tabell 41 Data om bostadsdelen (den östra byggnaden)

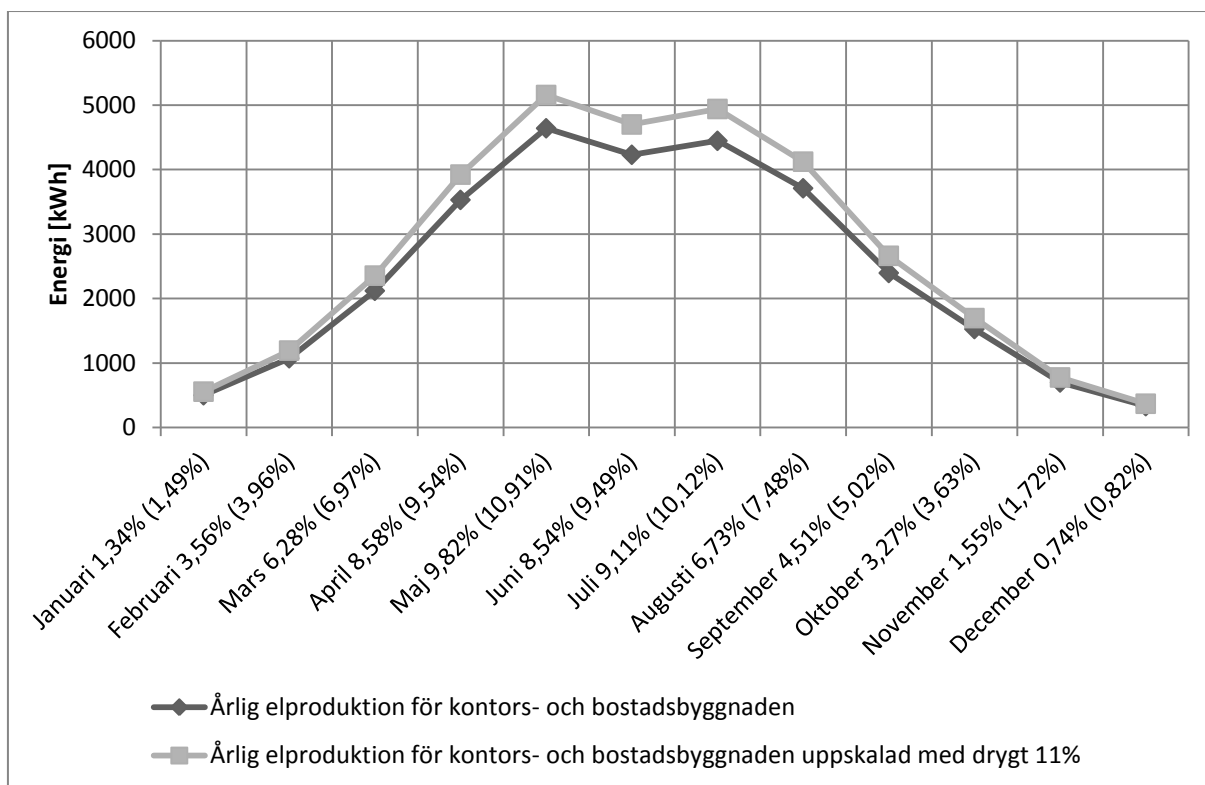
Egenskap	Söderfasad, plåttak	Väster	Öster	Tak väster	Tak öster
Orientering/azimuth [grader]	0	90	-90	90	-90
Lutning [grader]	78	78	78	5	5
Förluster av globalstrålning i modulens plan jämfört med optimal vinkel på årsbasis [%]	-16,9	-36,4	-36,8	-15,8	15,8
Mått på yta på fläkthus, bredd gånger höjd (parentes övre bas) [m]	13,3(12,5)*1,8 9	48,8(48)*1,89	48,8(48)*1 ,89		
Mått på arean inom vilken solcellsmodulerna placeras (bredd*höjd) [m]	12,5*1,31	1,31*23 1,31*23	1,31*48	5,2*5,5	5,2*7
Layout	Porträtt	Porträtt	Porträtt	Porträtt	Porträtt
Installerad effekt [Wp]	2160	8280	8640	3600	4500
Modularea [m ²]	15,6	59,7	62,3	25,9	32,4
Antal moduler	12	46	48	20	25
Antal strängar	1	2	2	1	2
Antal moduler per sträng	12	23	24	20	12 och 13
Antal växelriktare	1	1 (2 MPPT)	1 (2 MPPT)	1	2
Tillverkare av växelriktare	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA
Modell	Sunny Boy SB 2000HF-30	Sunny Boy Tripower 8000 TL	Sunny Boy Tripower 8000 TL	Sunny Boy SB 3000HF- 30	Sunny Boy SB 2000HF- 30
Energiproduktion [kWh/år]	1602	4752	4998	2794	3448
Normaliserad energiproduktion [kWh/kWp*år]	742	574	579	776	766
Årlig PR (performance ratio)	79	80,2	81,3	79,6	78,7
Största energiförlusterna på årsbasis	Lågljus och växelriktaren vid drift	Lågljus (7,4%) och växelriktaren vid drift (4,2%)	Lågljus (7,5%) och växelriktar en vid drift (4,0%)	Lågljus (5,9%) och växelriktaren vid drift (5,1%)	Lågljus (5,9%) och växelriktar n vid drift (5,9%)



Figur 88 Simulering av elproduktionen för solcellssystemet på bostadsdelen under ett år uppdelat på delsystem.



Figur 89 Årlig elproduktion för bostadsdelen under ett år samt en kurva där energiproduktionen skalats upp med drygt 11% för att ge en fingervisning om ökade energiproduktionen vid val av modul med högre verkningsgrad i samma serie.



Figur 90 Årlig elproduktion för de tänkta solcellssystemen där procentsatsen representerar andelen solcellsel av Carl Gustav 5s elanvändning år 2011. Procentsatsen inom parentes gäller för elproduktionen som representeras av den uppskalade kurvan, 11% mer än i standardsimuleringen.

Sammanfattning:

	Kontorsbyggnaden	Bostadsbyggnaden	Totalt
Elproduktion på årsbasis [kWh]	11620	17594	29214
Installerad effekt [kW]	18	27,18	45,18
Normaliserad energiproduktion på årsbasis[kWh/kW]	645,56	647,31	646,61

9.3 Diskussion

Naturligtvis kan denna simulering omöjlig vara en fullständig beskrivning av ett framtida solcellssystem bland annat eftersom solcellskonsultens yrkesskicklighet bygger på att många viktiga aspekter vid systemutformningen ska tas i beaktning, aspekter som av naturliga skäl inte omfattas av denna rapport. Energiproduktionen beror med andra ord på de antaganden som därmed är rimliga att göra vid simuleringen. Bland annat var information om storleken på en fri yta för service och liknande svårbedömd eftersom exempelvis hissreparationer och dylikt eventuellt skulle kräva extra stort fritt utrymme på taket. Andra exempel är avsaknaden av detaljerade kostnadsuppgifter för olika komponenter, vindlastanalyser med mera som kan påverka en framtida systemutformning.

Resultatet här kan dock ses som en fingervisning över energiproduktionen för ett framtida solcellssystem på fastigheten.

Den normaliserade energiproduktionen är av naturliga skäl lägre än de optimala nivåerna som kan nås i Sverige eftersom både lutnings- och orienteringsvinklar bestäms av fastighetens geometri. Dock kommer modulerna som inte är på den platta delen av taket att synas från många platser kring fastigheten vilket är positivt för det symbolvärde som ett solcellssystem representerar för investeraren. Kontorsbyggnaden är mer i blickfånget för gångtrafikanter på grund av att den stora gågatan ligger i anslutning till denna byggnad och eftersom fläkthuset på kontorsbyggnaden är gråaktig idag kan man fråga sig om kommunen har åsikter kring den färg på modulerna som används i simuleringen.

I ett studiebesök som undertecknade gjorde på fastigheten Priorn i Malmö där Vasakronan låtit uppföra ett solcellssystem användes strängar om åtta moduler per sträng. Man kan gissa att det är mer vanligt att ha färre moduler per sträng än det antal som användes i den simulering som föregick detta avsnitt eftersom fler moduler i strängen innebär att det krävs mer effekt för att växelriktaren ska starta och hamna i dess MPPT-intervall (maximum power point tracker) varför växelriktaren möjligtvis oftare jobbar i dess lågeffektområde där verkningsgraden är låg vid låg solstrålning. Dessutom skulle ett mer jämnt antal strängar innebära att växelriktarna kunde vara av samma modell vilket troligtvis skulle innebära flera fördelar som längre inköpskostnad på grund av volymfördelar vid inköp, standardisering vid installation, mindre kunskapsbarriär för fastighetsägaren gällande eventuell kontroll av växelriktarna med mera. Att använda växelriktare med högre verkningsgrad vore naturligtvis ett enkelt sätt att minska energiförlusterna, dock måste den ökade energiproduktionen som då uppstår vägas mot ett eventuell högre investeringsbelopp. Detta kräver kostnadsuppgifter som undertecknade inte hade tillgång till. Andra exempel på åtgärder för att minska solcellssystemets energiförluster vore att istället välja en solcellsmodul som är mindre känslig för låga solstrålningsnivåer eftersom lågljusbeteendet visade sig vara en central orsak till energiförluster i simuleringen. Som nämns i avsnitt 8.4.6 finns tester att tillgå där bland annat lågljusbeteende ingår, se exempelvis (Photon, 2012). Om man väjer en solcellsmodul med goda lågljusegenskaper, exempelvis av typen tunnfilm, vars verkningsgrad är lägre än den verkningsgrad som användes i denna simulering finns risken att den normaliserade systemkostnaden blir högre eftersom den tillgängliga ytan är begränsad. Ett sätt att öka energiproduktionen är att öka lutningsvinkeln för modulerna på den platta delen av taket och orientera dem mot söder. Dock bör man ha i åtanke att en vindlastanalys kan tänkas hindra vinklade moduler, dessutom kan systemkostnaden påverkas genom att färre moduler installeras och mer monteringsmaterial behövs. Se avsnitt 10.4.1, sidan 157 där begränsade ytors påverkan på systemkostnaden beskrivs närmare.

Att energiproduktionen skalades upp med drygt 11% gjordes för att ge en uppfattning om hur ett alternativt val av modul skulle påverka solcellsproduktionen, att välja en 200W modul istället för en 180 W modul (standardfallet). Notera dock att ingen simulering genomförts för denna uppskalning varför värdet är högst approximativt eftersom valet av modul och dess elektriska egenskaper påverkar valet av växelriktare. Den solcellsmodul som användes vid simuleringen har en modulverkningsgrad om 13,9%, men inom samma serie erbjuder tillverkaren verkningsgrad upp till max 16,2%, totalt finns sju moduler i serien vars nominella effekt ökar med 5W per modul från 180W till max 210W per modul. Uppskalningen i denna rapport gjordes för att illustrera energiproduktionen för en solcellsmodul med en modulverkningsgrad om 15,4%, det vill säga en nominell effekt om 200W. Uppskalningen kunde lika gärna ha gjorts till en verkningsgrad på 16,2%, det vill säga 210W, vilket motsvarar en uppskalning på 16,67% från standardmodulen eftersom $(210-180)/180 = 0,1666$, det vill säga ca 16,67%. I och med att modulerna är i samma serie har de även samma fysiska mått och vikt, effektolerans och NOCT-värde med mera varför lika många moduler som i ursprungssimuleringen hade fått plats om en modul med högre modulverkningsgrad i samma serie valts. I standardsimuleringen (180W modul) producerades det totalt 29 214 kWh per år för hela solcellssystemet. Om man antar att PR vore samma i en uppskalad variant skulle energiproduktionen approximativt vara $29214 \text{ kWh} * 1,1667 = 34 083 \text{ kWh}$ årligen med en installerad effekt om 52,71 kWp om den bästa modulen i den valda serien hade valts, det vill säga en 210W modul. Den normaliserade energiproduktionen skulle dock vara densamma eftersom både energiproduktionen och den nominella effekten ökar lika mycket. I och med att ytan är begränsad uppstår intressanta

lönsamhetsmässiga konsekvenser som beskrivs närmare i känslighetsanalysen, speciellt i avsnitt 10.4.1.

Simuleringen tar inte hänsyn till att snö förekommer i Malmö, mer än att albedo är satt till ett högre värde under januari. Dock bör poängteras att elproduktionen under vintermånaderna är låg varför ett eventuellt snötäckes påverkan på årsproduktionen kan anses vara låg. Som beskrivs i avsnitt 8.4.6 ligger de bättre solcellssystemen i Tyskland nära PR =0,90 alltså 90%, vilket innebär relativt små energiförluster. Det simulerade solcellssystemet låg genomgående på ca 80%. Vid kontroll av uppgifterna i solcellsmodulens datablad på internet (0/+5%) kunde det konstateras att effekttoleransen i mjukvaran i PVsyst, -3%, ej var uppdaterad. Som konstaterades i antagandena (se 9.1.2) är den modellerade effekttoleransen det minsta värdet i effekttoleransen delat på två, det vill säga $-3/2=-1,5\%$ i de ovanstående modelleringarna. Effekttoleransen i PVsyst var tillverkarens uppgift från år 2009 som inte stämmer överens med den effekttolerans som tillverkaren uppger år 2012. Av den anledningen bör en simulering med den senaste effekttoleransen ge en något högre energiproduktion. En 3D-modell av fastigheten bygges i PVsyst för att undersöka skuggbildning. Detta möjliggjorde det ökad förståelse för skuggbildningen vilken dock inte var särskilt betydande i detta fallet. Arbetet hade underlättats om digitala data hade funnits gällande byggnadernas mått. I detta fall gjordes manuella mätningar. Man kan tänka sig att Stadsbyggnadskontoret i Malmö kan erbjuda tillräckligt detaljerade ritningar för att undvika manuella mätningar.

Avancerade mjukvaror för simulering av solcellssystem är vanligtvis kostsamma och kräver viss kunskap varför det kan vara svårt för medarbetare på ett företag att sätta sig in i programmet. Ett enklare sätt vore att använda schablonmässiga energiproduktionsvärden för ett godtyckligt solcellssystem beroende på orienterings- och lutningsvinkel. Det kan exempelvis uttryckas som kWh/m²*år (AC) per år för en given lutnings- och orienteringsvinkel. På så sätt skulle man på ett enkelt sätt kunna uppskatta energiproduktionen för en godtycklig byggnad genom att endast känna till orientering, vinklar och tillgänglig area.

Självklart bör estetiska aspekter inkluderas vid en systemutformning, bland annat eftersom det kan krävas för att leva upp till kommunens krav vid bygglov men också av skäl som rör det värde som ett solcellssystem tillför fastigheten. I avsnitt 8.2 visades exempel från USA där studier visar att solcellssystem på bostäder kan öka dess försäljningsvärde så att systemkostnaden återbetalas vid försäljning. Man kan föreställa sig att ju mer estetiskt tilltalande solcellssystemet är desto mer ökar värdet på fastigheten och även viljan att bli associerad med det symbolvärde som hyresgästerna tar del av i en kontors- och flerbostadsfastighet. Man kan anta att en viktig aspekt med solcellssystemet är dess symbolvärde, att visa på en prosocial handling. För att förstärka symbolvärdet bör displayer installeras för att visa



Figur 91 Visualisering av solcellssystemets energiproduktion (Solect Power, 2012).

energiproduktionen (se Figur 91), inkludera information om solcellssystemet i marknadsföringsmaterial för fastigheten samt erbjuda visningar för nya hyresgäster med mera. I avsnitt 8.1 visades även att valet av orienterings- och lutningsvinklar för modulerna kan bestämmas av investerarens önskemål om synlighet snarare än energiproduktion. Dessa önskemål måste naturligtvis även godkännas av kommunen vid ansökan om bygglov varför mer kunskap om riktlinjer och råd gällande utformningen av solcellssystem hade varit högst önskvärt att ha tillgång till redan vid utformningen av solcellssystemet, dock saknar Malmö kommun detta. Det vore önskvärt att Malmö kommun tog initiativet att tillhandahålla mer information om detta för att på så sätt även kunna minska osäkerheten och i förlängningen även öka lönsamheten genom att utformningsprocessen förenklas varför systemkostnaden kan sänkas genom att minska administrativa barriärer. Att även samla in kunskap om bygglov som ej godkänts vore önskvärt för att få en fingervisning om vad som kan tänkas vara olämpligt. Exempelvis fick Vasakronan avslag på en del av sin bygglovsansökan för

solcellssystemet på fastigheten Priorn, Malmö, där ett av flera tak ej fick beklädas med solceller då taket vätte mot Sankt Johannes Kyrka. Estetiska aspekter står med andra ord i vissa fall i konflikt med Malmö Stads ambitioner att öka sin användning av förnybar energi. Med tanke på det smörgåsbord av färg och form som finns på solcellsmarknaden idag bör det finnas alla möjligheter att hitta systemutformningar som även tillgodoser stadens önskan om att inte förvanska stadsmiljön. Att bekläda Carl Gustav 5:s fasad med solceller hade säkerligen varit ett fullgott alternativ eller komplement till placering på dess tak, dock fanns den uppenbara risken att systemutformningen skulle vara helt bortkastad om en sådan fasadutformning hade fått avslag vid bygglovsansökan samt att fasaden nu används för nyonskyltar med företagsnamn och loggor. Att undersöka möjligheter att använda solceller som solskydd kring fönstren på Carl Gustav 5:s fasad hade varit en naturlig fortsättning av studien eftersom sådana skulle kunna minska kylbehovet på sommaren genom att mindre solljus omvandlas till värme i fastigheten samtidigt som el kunde produceras. Detta skulle också öka exponeringen mot omgivningen vilket skulle förstärka den associativa effekten mellan solcellssystemet och företagsloggorna som önskas förknippas med den prosociala handlingen att ha solceller på fastigheten. Vidare kan man undersöka vilka möjligheter som finns att vid byte av fönstren undersöka om fönster med integrerade solceller kan användas. En förhoppning är att Malmö kommun och andra kommuner ska erbjuda riktlinjer och råd vid utformning av solcellssystem, exempel på kommuner som erbjuder detta finns redan idag.

10 Lönsamhet och känslighetsanalys - solcellssystem

I nedanstående avsnitt beskrivs en studie av lönsamheten med hjälp av känslighetsanalyser för ett solcellssystem där delar av den teoretiska genomgången av lönsamhet samt energiprestanda som föregått detta avsnitt appliceras på ett specifikt fall. Genomgången inleds med nyckeltal för solcellssystem i Sverige, studiens syfte, metod och antaganden varefter resultat presenteras. En diskussion presenteras samt förslag på utökad omfattning av känslighetsanalysen.

10.1 Nyckeltal för solcellssystem inom investeringskalkylering

I nedanstående avsnitt behandlas typiska värden för ett solcellssystem kopplat till investeringskalkyleringens begrepp som tidigare beskrivits.

10.1.1 Grundinvestering

En analys av kostnaderna för de enskilda komponenterna i solcellssystemet krävs för att beräkna solcellssystemets totala kostnad. Kostnaden beror även på finansiella incitament och den lokala solcellsmarknadens storlek (Stapleton & Neill, 2012). Eftersom solcellanläggningar är en långsiktig investering är pålitlig energiproduktion av yttersta vikt (Mehalic, 2012). I avsnitt 8.4 behandlas energirelaterade aspekter för solcellssystem.

Grundinvesteringen för solcellssystem består av följande poster:

- Hårdvara som solcellsmoduler, växelriktare, monteringsutrustning med mera
- Icke-hårdvara
 - Arbete och vinst - installationsarbete och vinst på hårdvaran
 - Mjuka kostnader som:
 - Skaffa tillstånd som exempelvis bygglov
 - Utföra inspektion
 - Skaffa tillstånd hos elnätsbolaget
 - Förvärv av kund och arbete med systemutformning
 - Täckning av säljarens overheadkostnader
 - Moms (The Solar Foundation, 2012)

Investeringsbeloppet betalas vanligtvis i förskott och motsvarar vanligtvis 80-90% av den totala investeringen (EPIA, 2011).

10.1.1.1 Investeringsbelopp och kostnadsfördelning för svenska solcellssystem

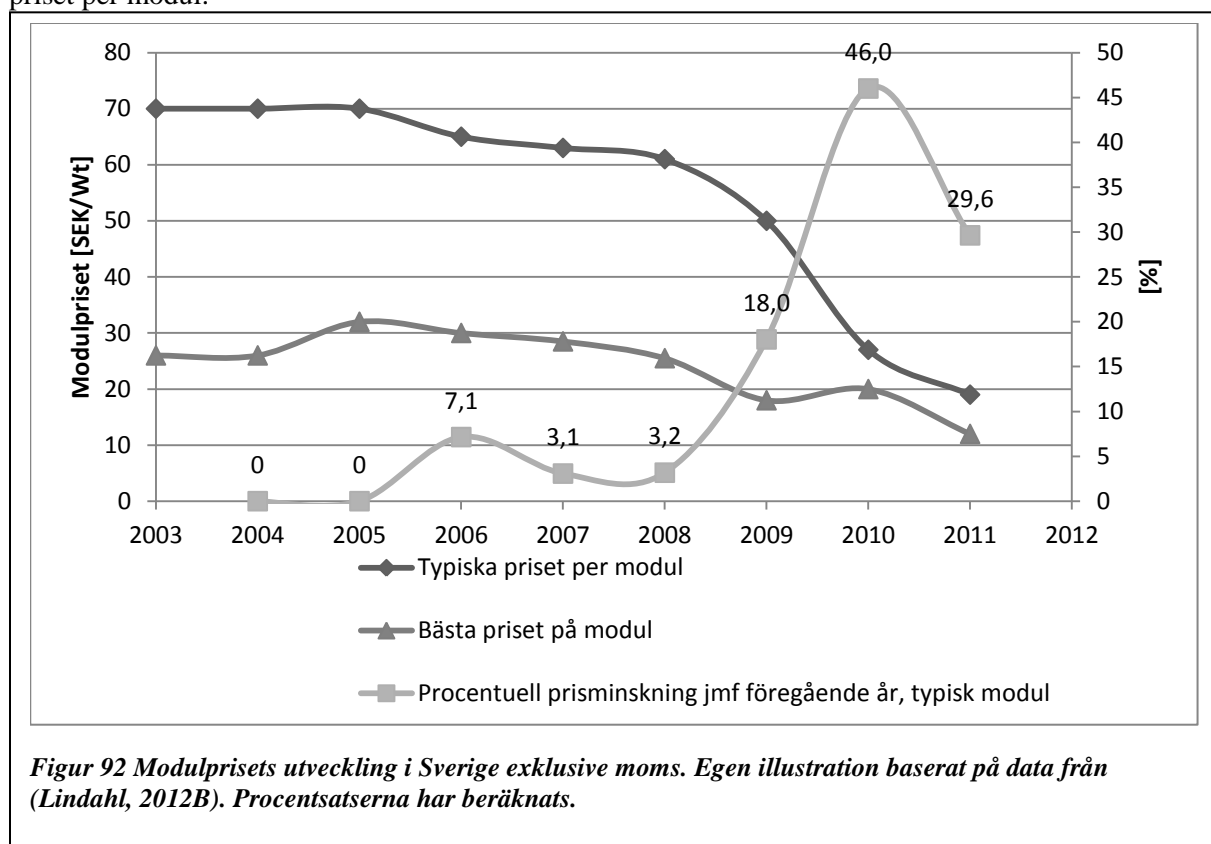
Eftersom man ser till solcellssystemets livslängd bör man sätta den initiala kostnaden i sitt sammanhang då en högre initial kostnad med ett väl designat system och komponenter av hög kvalitet kan ge: ett solcellssystem som håller längre, ger mer energi och har lägre underhållskostnader jämfört med ett illa designat solcellssystem med komponenter av låg kvalitet. Vägen till kostnadseffektivitet kräver en avvägning mellan kvalitet och prestanda. Detta görs genom att bestämma vad som är nödvändigt och var kompromisser kan göras utifrån typen av solcellssystem samt förväntningar (Balfour, et al., 2012).

Den största andelen av investeringskostnaden för ett solcellssystem är kostnaden för solcellsmodulen. Den näst största andelen av hårdvarukostnaden står växelriktaren för (IPCC, 2011). I avsnitt 8.1 beskrevs att byggnadsintegrerade solceller kan ersätta byggmaterial. Vid en undersökning av byggnadsintegrerade solcellssystemers kostnad kan den undvikta kostnaden för byggmaterial som solcellssystemen ersätter tas med i beräkningen. Till skillnad från många andra byggnadsmaterial har solcellsmoduler en återbetalningstid (Solelprogrammet, 2012). Följande priser på **solcellsmoduler** gällde på den svenska marknaden år 2011:

- Det typiska standardpriset för en solcellsmodul var 19 SEK/Wp (exklusive moms).
- Det lägsta priset för en solcellsmodul var 12 SEK/Wp (exklusive moms) (Lindahl, 2012B).

Detta typiska standardpris kan sägas vara en typ av medianpris för modulen som en privatperson kan köpa lös. Vanligtvis blir en modul som ingår i ett solcellssystem billigare än om man köper den lös.

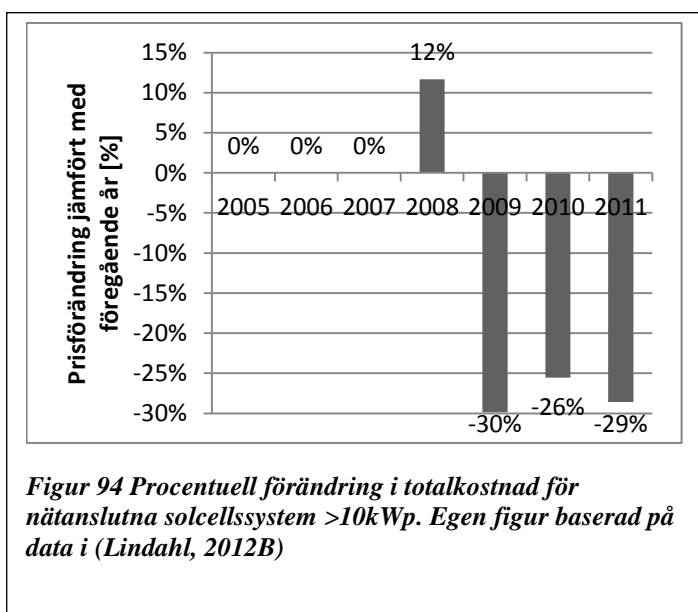
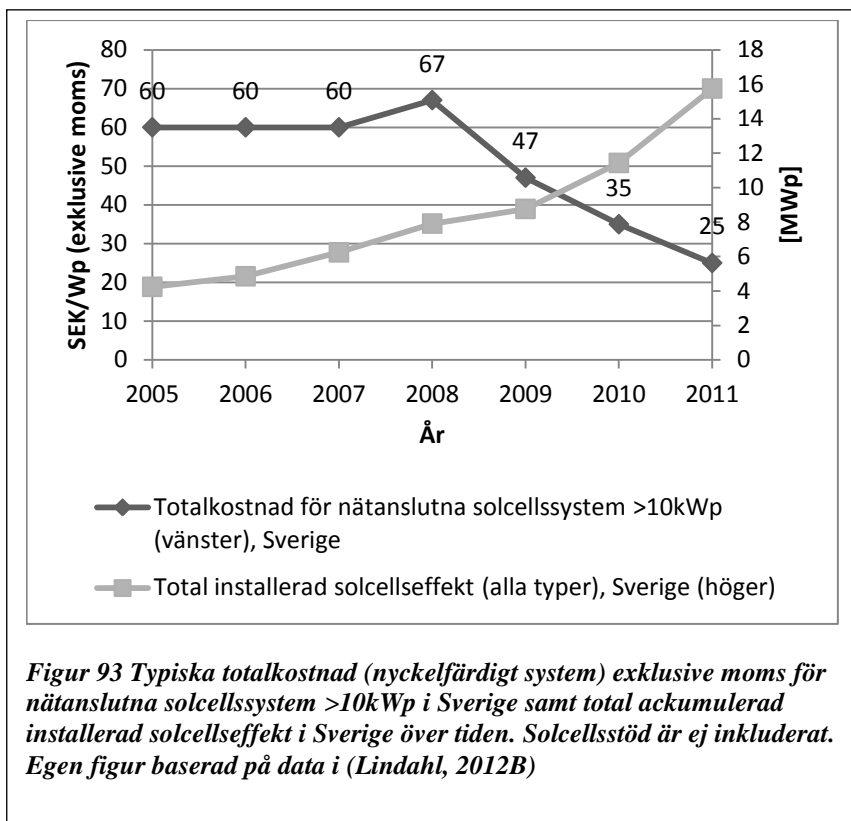
Priserna för enskilda moduler på den svenska marknaden varierar mellan 12 och 60 SEK/Wp (exklusive moms) (Lindahl, 2012C). I Figur 92 visas det typiska priset per modul respektive det lägsta priset per modul.



Följande priser på **solcellssystem** gällde på den svenska marknaden år 2011:

- Det typiska standardpriset för ett solcellssystem över 10 kW var 25 SEK/Wp (exklusive moms).
- Det lägsta priset för ett solcellssystem var 18 SEK/Wp (exklusive moms). (Lindahl, 2012B)

Systempriserna varierade mellan 18-100 SEK /Wp (exklusive moms) beroende på storlek och applikation. Systempriserna beror i stor utsträckning på solcellssystemets storlek och utformning. Ett designat byggnadsintegrerat solcellssystem blir naturligtvis dyrare än om solcellsmoduler installeras på ett befintligt tak (Lindahl, 2012C). Enligt en svensk solcellskonsult var kostnaden för slutkunden för solcellssystem över 20kWp i slutet av 2012, 12 000 SEK/ kW (exklusive moms) förutsatt att det är ett relativt enkelt montage på ett lutande tak (Andersson, 2012). I Figur 93 visas prisutvecklingen för ett typiskt nyckelfärdigt solcellssystem exklusive moms för nätanslutna solcellssystem större än 10 kWp. I Figur 94 visas den procentuella prisförändringen jämfört med föregående år för nätanslutna solcellssystem större än 10 kWp. År 2005 – 2007 var genomsnittspriset oförändrat, år 2008 ökade priserna för att sedan sjunka kraftigt följande år med mellan 26 - 30% per år mellan 2009 och 2011. Det torde innebära att förutsättningarna för att göra en ekonomisk kalkyl snabbt kan förändras på grund av de snabba prisändringarna.



10.1.1.2 Kostnadsfördelningen - exempel

I Tabell 42 finns en sammanfattning över egenskaper för två svenska solcellssystem som beviljats solcellsstöd som har följande egenskaper:

- Påbörjandeår: 2012
- Ägarklass: bolag
- Modultechnologi:
 - Västmanland: Flerkristallint kisel
 - Stockholm: Enkristallint kisel
- Påbyggnad på tak

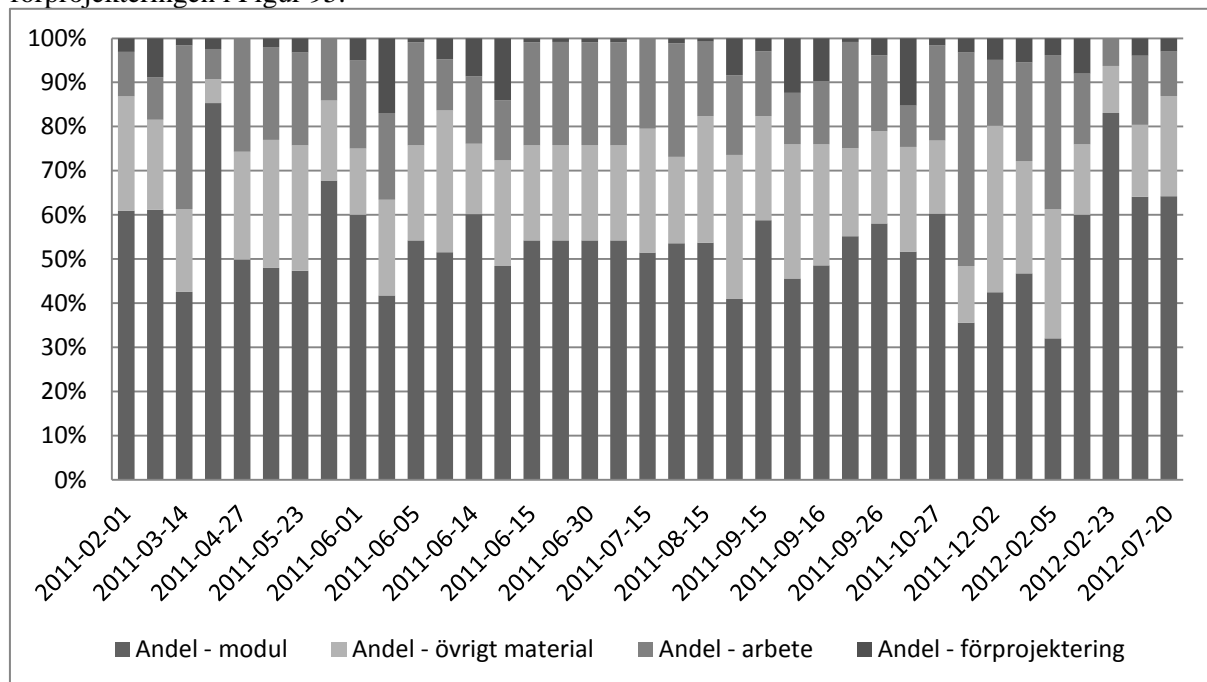
I kostnadsposten för projektering ingår projekteringskostnader i ett förberedande skede, alltså ”beräkningar, ritningar och liknande som ligger till grund för utformningen av själva anläggningen”. (Palmlblad, 2012B)

Tabell 42 Exempel på kostnadsfördelning för två utvalda solcellssystem. Tabellen baseras på statistik om beviljat solcellsstöd i Sverige från Energimyndigheten, (Palmlblad, 2012B)

Egenskap	System 1	System 2	
Län	Västmanlands län	Stockholms	
Påbörjandedatum	2012-02-15	2012-07-20	
Total solcellsmodularea	620	95,75	m ²
Installerad toppeffekt	74	15	kWp
Kostnad för material: solcellsmoduler	675.000	172.800	SEK
Kostnad för övrigt material	180.000	61.037	SEK
Kostnad för övrigt arbete	180.000	27.200	SEK
Kostnad för projektering	90.000	8.000	SEK
Summa kostnad för installation av solcellssystem	1.125.000	269.037	SEK
Normaliserad totalkostnad före solcellsstöd	15,20	17,94	SEK/Wp
Summa kostnad för installation av solcellssystem efter solcellsstöd	618.750	147.970	SEK
Normaliserad totalkostnad efter solcellsstöd	8,36	9,87	SEK/kWp
Kostnadsandel – modul	60%	64%	
Kostnadsandel - övrigt material	16%	23%	
Kostnadsandel – arbete	16%	10%	
Kostnadsandel – för projektering	8%	3%	
Energidensitet	119,4	156,7	W/ m ²

I Figur 95 presenteras kostnadsfördelningen för 37 svenska solcellssystem som lever upp till de kriterier som anges i början av detta avsnitt. Notera att vissa solcellssystem ej angett någon kostnad för

förprojekteringen i Figur 95.

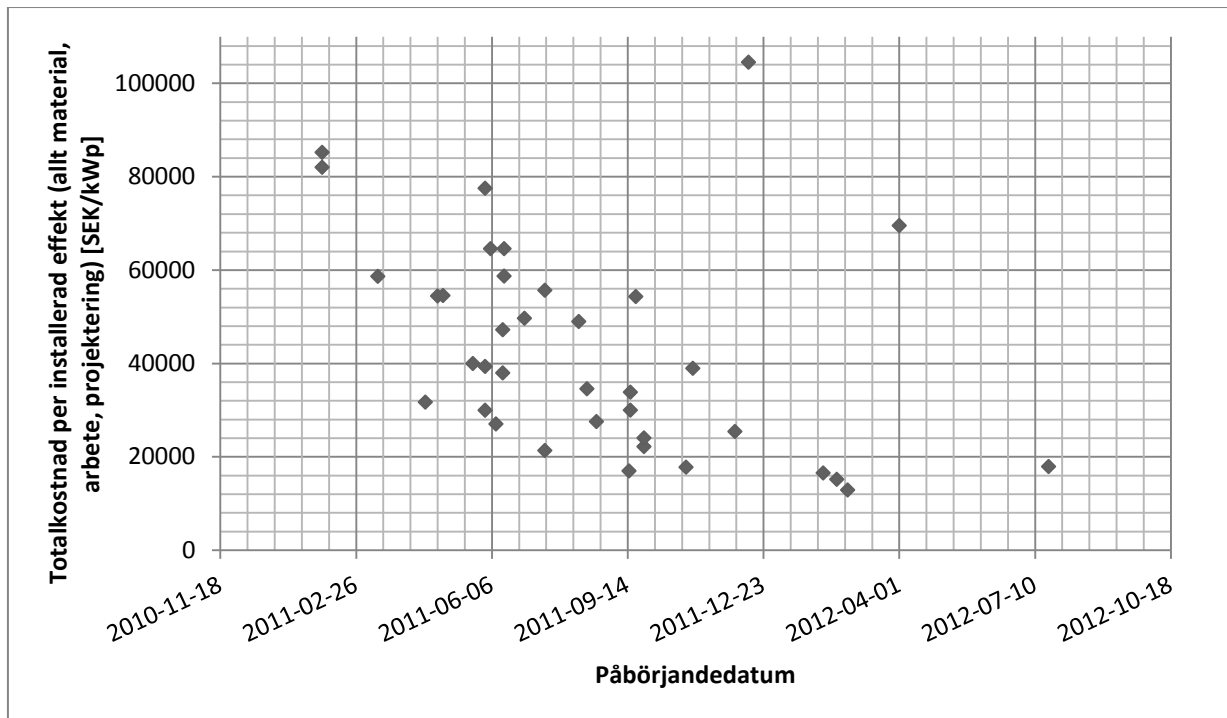


Figur 95 Egen figur för kostnadsfördelning för 37 solcellssystem baserat på statistik om beviljat solcellsstöd i Sverige från Energimyndigheten (Palmblad, 2012B). Datumerna anger påbörjandedatum. För mer detaljer om förutsättningarna, se början av detta avsnitt.

I Figur 96 presenteras totalkostnaden per kWp för 37 solcellssystem i olika delar av Sverige. Totalkostnaden har beräknats baserat på statistik från de kostnadsuppgifter som sökande anger vid begäran om utbetalning av det statliga solcellsstödet vilket reflekterar de verkliga kostnaderna för solcellssystemen. Totalkostnaden inkluderar kostnader för allt material, arbete samt förprojektering. Solcellssystemen i Figur 96 lever upp till kriterierna i Tabell 43.

Tabell 43 Beskrivning av kriterierna

Egenskaper
Påbörjandedatum 2011 och framåt
Installerad topp effekt större än 10 kWp
Ej soles/solhybridsystem
Renodlade system inom monteringskategorierna "annat" och "fristående" inkluderas ej
System som ej sökt stöd för "övrigt material" tas ej med.
Oklarhet råder kring vilka sökande som angett kostnaderna inklusive respektive exklusive mervärdesskatt (moms).

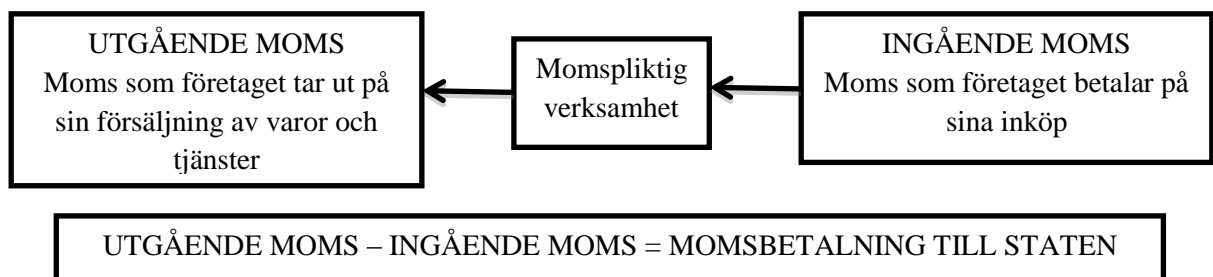


Figur 96 Totalkostnaden per installerad kWp exklusive solcellsstöd för ett antal svenska solcellssystem. **Källa:** Egen illustration som baseras på statistik om beviljat solcellsstöd i Sverige från Energimyndigheten, (Palmlblad, 2012B). Se ovan för detaljer gällande solcellssystemen.

Exempel på kostnader vid installation (arbete) är byggnadsställning, 150 SEK/m² fasad och lyftkran, 1600 SEK/h, installatör 450SEK/h (Persson, 2012).

10.1.1.3 Moms

Nästan all konsumtion av varor och tjänster inkluderar en skatt, moms. Inbetalning av moms till staten görs av företag och moms är normalt sett ingen kostnad för företag. Företaget betalar endast in skillnaden mellan den moms som företaget tar ut på sin försäljning (utgående moms) och den moms som företaget betalar på sina inköp (ingående moms). Omsättning av i princip alla varor och tjänster är momspliktig. Om företaget köper något som ska användas i både momspliktig och momsfri verksamhet ska avdraget motsvara användningen i den momspliktiga verksamheten (Skatteverket, 2012). Om exempelvis ett fastighetsbolag har en fastighet bestående av både bostäder och lokaler där det bedrivs både momspliktig och ej momspliktig verksamhet kan ytorna viktas för att få fram den generella momsen för fastigheten. Om den momspliktiga verksamheten upptar 60% av ytan kan 60% av momsen på inköpet till fastigheten kvittas mot utgående moms. Generella arbeten på byggnaden, till exempel fasader, tak, uppvärmning med mera leder därmed till att 40% av momsen blir en kostnad för fastighetsbolaget. Den faktiska kostnaden för fastighetsbolaget bör därmed bli nettokostnaden plus 40% av den tillkommande momsen för en stor investering i solenergi för hela fastigheten. Det kan finnas undantag om investeringen kan delas upp på annat sätt (Johansson, 2012). Momsen har alltså med ytan att göra, alla bostäder innebär full moms. För lokaler kan det vara olika. Gemensamma saker för fastigheten (till exempel vatten och avlopp) finns en momsschablon som är framräknad (Knutsson, 2012C).



Figur 97 Beskrivning av momsen. Egen figur baserat på texten ovan.

Energianvändaren betalar för överföring och användning av energi samt skatt och moms. Momsen är på 25% och tillkommer på summan av priset för överföring, användning och skatten. Momsen är dock avdragsgill för företag (Statistiska Centralbyrån, 2012). I avsnitt 0 visar det sig att den schablonmässiga momssatsen är en viktig del av investeringskalkyl.

10.1.1.4 Investeringsstöd

Solcellsstödet har inneburit kostnadsänkningar och att vissa installatörer kunnat bygga nätverk med leverantörer och underentreprenörer (Energimyndigheten, 2012C). Solcellsstödet har väckt stort intresse och sjunkande priser på solceller har också bidragit till detta. I slutet av 2012 fanns ca 900 ansökningar om solcellsstöd på kö vilket motsvarar ca 200 miljoner kronor (Dagens Industri, 2012A). Från 2013 avsätts 210 miljoner kronor till det statliga stödet för installation av solcellssystem som fördelas över fyra år (Energimyndigheten, 2013). Enligt Förordning (2009:689) om statligt stöd till solceller gäller följande:

- ❖ Statligt stöd kan sökas av samtliga aktörer och stödet gäller för renodlade solcellssystem och solenergisystem som ger både solel och solvärme i en integrerad konstruktion som slutförts senast den 31 december 2016.
- ❖ Den maximala stödnivån är 35% av de stödberättigande kostnaderna.
- ❖ Högst 1,2 miljoner kronor per solcellssystem.
- ❖ De stödberättigade kostnaderna får uppgå till högst 37 000 kronor plus moms per installerad kWp. För solel/solvärme hybridssystem högst 90 000 kronor plus moms per installerad kWp

Ansökan om stöd ska skickas till Länsstyrelsen som fattar beslut om solcellsstödet. Ansökan kan göras via blankett och via internet.

- ✓ Frågor gällande **solcellsstödet** riktas till Länsstyrelsen.
- ✓ Frågor gällande **teknik och leverantörer** riktas till Energirådgivarna.
- ✓ Specifika frågor gällande **föreskrifter och fördelning av medel** riktas till Energimyndigheten.

Handläggningstiden för solcellstöd är ca 2 år i Skåne, dock är väntetiden kortare på flera andra länsstyrelser. Länsstyrelsen uppmanar att skicka in ansökningar trots detta för att visa på att intresse finns samt för att få en plats i kön (Cornander, 2012).

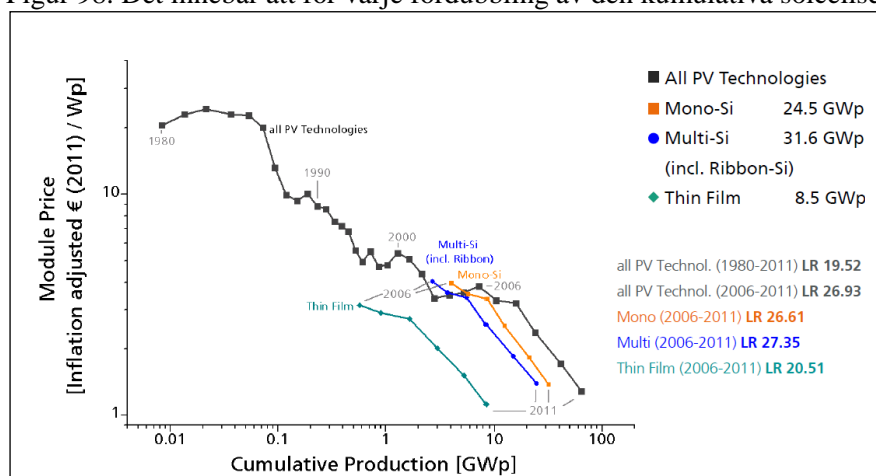
10.1.1.5 Den svenska solcellsmarknaden

Den svenska marknaden för solceller kännetecknas av få till antalet men högt specialiserade aktörer (Stockholms stads miljöförvaltning, 2012). Priserna på den svenska marknaden för nätanslutna solcellssystem påverkas av de internationella marknaderna för solcellsmoduler och övrig hårdvara samt den svenska marknaden storlek (Lindahl, 2012B). Båda dessa effekter är viktiga. En större svensk marknad skulle innebära en större säkerhet för installatörerna på den svenska marknaden och därmed skulle de kunna minska sina marginaler. Dock är de internationella priserna troligtvis något viktigare eftersom majoriteten av det som installeras i Sverige är importprodukter (Lindahl, 2012C). Större marknader med många olika företag tenderar att erbjuda lägre priser som ett resultat av större konkurrens (Stapleton & Neill, 2012). Hårdvarukostnaderna är i stor utsträckning likvärdiga mellan länder och skillnader i priser mellan länder kan tillskrivas skillnader i ”mjuka kostnader” (Feldman, et al., 2012).

10.1.1.6 Prisutvecklingen globalt

Priserna på solcellsmoduler föll kraftigt som ett resultat av skalfördelar i tillverkningen, ökad produktion av lågkostnadstillverkare i Kina och global överkapacitet. Ett prisfall på solcellsmoduler på nära 50% under 2011 stimulerade efterfrågan vilket också har resulterat i bekymmer för tillverkarna, se även avsnitt 8.4.3.8 där marknadssituationens påverkan på val av solcellsmodul beskrivs. Solcellsmoduler såldes i slutet av 2011 för mellan 1 och 1,2 dollar per Watt på den globala marknaden

och ett prisfall på 76% har skett mellan sommaren 2008 och slutet av 2011. Minskningen av systemkostnaderna för takinstallerade och andra små solcellssystem var dock inte lika stor eftersom övriga komponenter och installationskostnader ej sjönk i samma takt (UNEP's DTIE, 2012). Medianvärdet för den historiska inlärningstakten (eng. "learning rate") för solcellsmoduler är 20%, se Figur 98. Det innebär att för varje fördubbling av den kumulativa solcellseffekten i världen sjunker



Figur 98 Inlärningskurvan (eng. "learning curve") för solcellsmoduler av olika typ och den resulterande inlärningstakten (eng. "learning rate" LR). Den vertikala axeln är modulpriset i konstanta Euro per installerad Wp och den horisontella axeln är kumulativ produktion av solceller i världen angivet i GWp (gigawatt). Om LR är 20 sjunker modulpriset i snitt med 20% vid varje fördubbling av den kumulativa effekten i världen. Bildkälla: (Fraunhofer ISE, 2012)

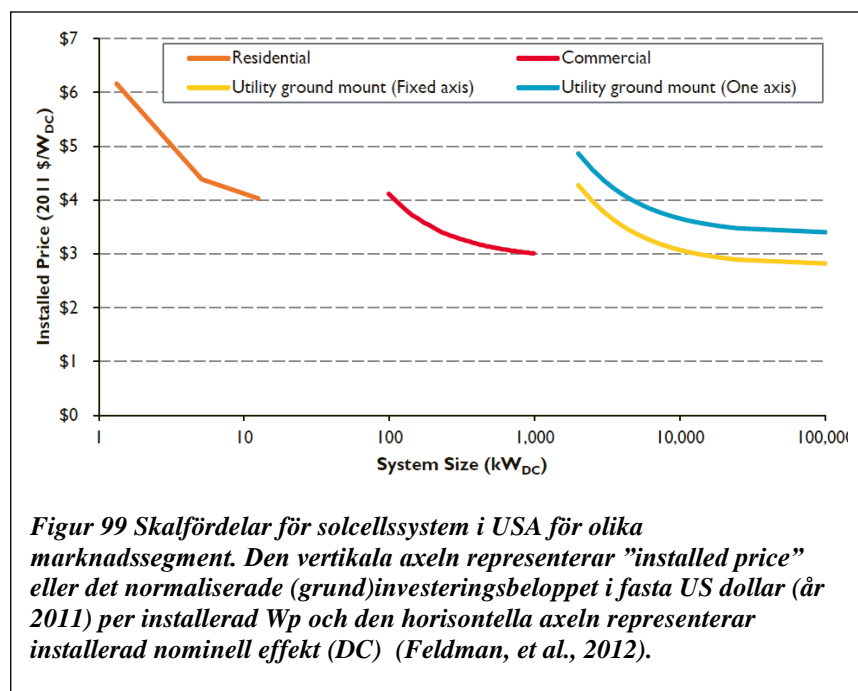
priset med ca 20%. För övriga hårdvarukomponenter är den sammanlagda inlärningstakten 19-22% där växelriktaren (som är den största hårdvarukostnaden efter solcellsmodulen) har en inlärningstakt om endast kring 10%. Det genomsnittliga investeringsbeloppet för solcellssystem har minskat kraftigt de senaste årtiondena och beräknas att fortsätta sjunka snabbt i takt med att solcellsteknologin och marknaderna når ökad mognadsgrad. Minskningen i

systempriserna uppvisar en påtaglig skillnad mellan olika regioner och skillnaden är starkt beroende av regionens stödåtgärder och marknadens mognadsgrad. (IPCC, 2011). Exempel på påbyggnader av den ovanstående typen av inlärningskurva för solcellsmoduler finns, som "multi-factor learning curve" som bättre kan förutspå den framtida kostnaden och som dessutom bland annat bättre kan förklara diskontinuiteter i inlärningskurvan genom att inkludera flera faktorer än i den enkla inlärningskurvan (Yu, et al., 2011).

Om installationen av solcellssystemen sker i samband med renoveringen av taket kan installationskostnaden minska i och med att kostnaden för exempelvis byggnadsställning slås ut på flera kostnadsgrupper. (Persson, 2012). Kostnad per enhet är oftast lägre vid stora inköp. Exempel på "group purchasing", "gruppinköp" fritt översatt, har lett till stora rabatter. Ett exempel är 40% rabatt på det totala investeringsbeloppet för 60 aktörer, där ett flertal aktörer gått samman och köpt sina solcellssystem tillsammans (U.S. Department of Energy, 2013A). Det finns ett flertal exempel på dokumentation om hur gruppinköp kan organiseras (World Resource Institute, 2013) (U.S. Department of Energy, 2013B)

De flesta analytiker anger att den nedåtgående pristrenden för hårdvara kommer att fortsätta på kort sikt. Analytiker uppskattar att "the global module average selling price", fritt översatt "det globala genomsnittliga modulpriset", kommer att minska från 1,35 US dollar/watt 2011 till 0,74W år 2013, växelriktare beräknas även bli billigare under denna period. I utlandet har visats att det normaliserade investeringsbeloppet (egen anm. SEK/Wp i Sverige) uppvisar tydliga skalfördelar, ju större installerad effekt desto lägre normaliserat investeringsbelopp. Detta kan bero på prisreduktion vid volyminköp och möjligheten att sprida fasta kostnader över ett allt större antal watt ju högre installerad effekt solcellssystemen har. Dessutom visas att skalfördelarna är störst för marknadssegmentet för små solcellssystem där den största minskningen i kostnaden sker då solcellssystemens installerade effekt ökar från 2kW eller mindre till 5-10kW, se Figur 99. Förutom skillnader i kostnader som kan hänföras till installerad effekt finns andra faktorer som påverkar, till exempel lokala kostnader för arbetskraften och tillståndskostnader, val av utrustning, installatörens produktivitet och platsrelaterade kostnader. Solcellsmoduler med högre verkningsgrad kan även leda till lägre area-relaterade kostnader (Feldman,

et al., 2012). I avsnitt 8.4.3.4 om solcellsmodulers verkningsgrad uppmärksammades också detta faktum. Skalfördelar gäller även för svenska solcellssystem (Persson, 2012)



10.1.1.7 Exempel på alternativa ägandeformer

Ett svenskt exempel att stödja byggandet av solcellssystem är genom att ge ekonomiska bidrag som går till en "solelsförening". På detta sätt kan solel främjas och bli både billigare och mer vanligt förekommande i Sverige (Naturskyddsföreningen, 2012). Ett alternativ är att bli medlem i en "solelförening" och köpa andelar av solcellssystem där vinsten som solcellssystemen genererar i första hand återinvesteras i nya solcellssystem och sedan ges i form av utdelning till medlemmarna.

10.1.2 Löpande inbetalningar

För varje kWh som ägaren av solcellssystemen använder själv undviks inköp från elnätet. Notera att fasta kostnader eller avgifter kopplat till topplast (en kostnad kopplat till den högsta efterfrågan under en given period) troligtvis ej påverkas av den undvikta energianvändningen. Hur mycket el från elnätet som kan ersättas av solcellssystemen beror på hur mycket el den producerar (The Solar Foundation, 2012). Korrekta bedömningar av energiproduktionen är avgörande eftersom dessa bestämmer investerarens förväntningar gällande solcellssystemens prestanda och följaktligen dess ekonomiska avkastning (Marion, et al., 2005). Ett exempel på beräkningsmetod vid timabonnemang är att det årliga värdet på solcellselen beräknas genom att multiplicera elpriset under varje timme med antalet kWh solcellsel som produceras den timmen, för samtliga timmar under året och sedan dividera summan med det totala antalet kWh solcellsel (Olson & Jones, 2012).

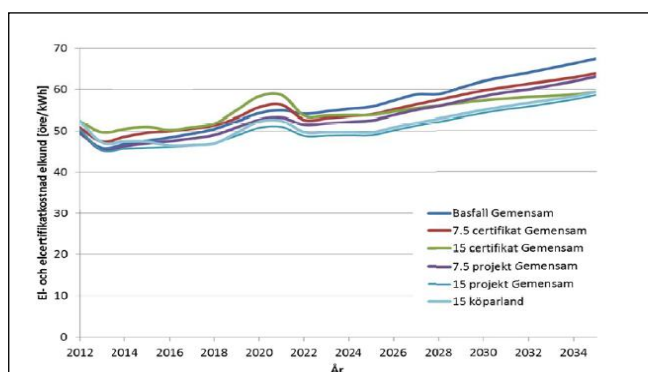
10.1.2.1 Degradering

Minskning av solcellssystemens uteffekt över tiden är det som kallas degradering och är viktigt att ta hänsyn till eftersom högre degradering innebär att mindre energi produceras och därmed minskar inbetalningarna. Inkorrekta värden på degraderingen ökar den finansiella risken. En studie om 2000 degraderingsvärden för individuella moduler och hela system visar på ett medianvärde för degraderingen på 0,5%/år (Jordan & Kurtz, 2012). Finansieringen baseras ofta på en degraderingshastighet på 0,5-1% per år. Faktiska fältdata visar dock på en degraderingshastighet om 0,2-0,5% för c-Si teknologi. Degradering uppstår på grund av kemiska/materiella processer kopplade till söndervittring, oxidation, korrosion och värmerelaterade påfrestningar (Branker, et al., 2011).

10.1.2.2 Elpriset

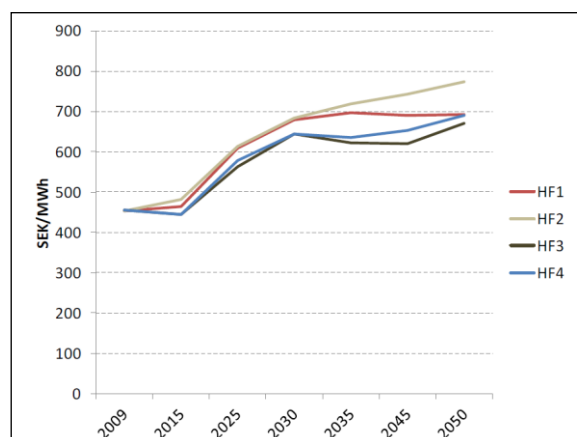
Elpriset och dess prisutveckling är en central del av lönsamhetsbedömningen i avsnitt 0.

Ett högre elpris krävs för att solcellssystemens konkurrenskraft ska öka (Persson, 2012). Elpriset består av elhandelkostnader, kostnader för elöverföring och skatt. Moms (25%) tillkommer på summan av dessa (inklusive skatten). Den del av elpriset som kommer elhandelsföretagen till handa är till största delen ersättning till elproducenterna (Svensk Energi, 2012A). Baserat på modellsimulering av el- och elcertifikatpriset har den beräknade kostnaden för el och elcertifikat angett i öre/kWh (exklusive skatt och moms) för ett antal olika scenarier uppskattats, se Figur 101. Utöver kostnaden i Figur 101 betalar elkunden också eventuellt fasta avgifter till elhandlaren och kostnader för nät (Energimyndigheten, 2011C). Energiskatten (exklusive moms) var 1 januari 2012 0,5 öre/kWh för tillverkningsindustri, 19,2 öre/kWh för kommuner i norra Sverige och 29 öre/kWh för övriga. Momssatsen på el har varit 25 % sedan 1990. Skatten för hushållskunder räknas upp med inflationen varje år (Svensk Energi, 2012A). I Figur 100 finns ytterligare en modellering över det framtida elpriset i Sverige. Vanligtvis varierar elpriset under ett enskilt år men de framtida elprisvariationerna över säsongen kan komma ändra sig över tiden då mer el kommer från förnybara energikällor. Den nordiska vattenkraftens utjämnande verkan lär dock bestå (Unger, 2013B).

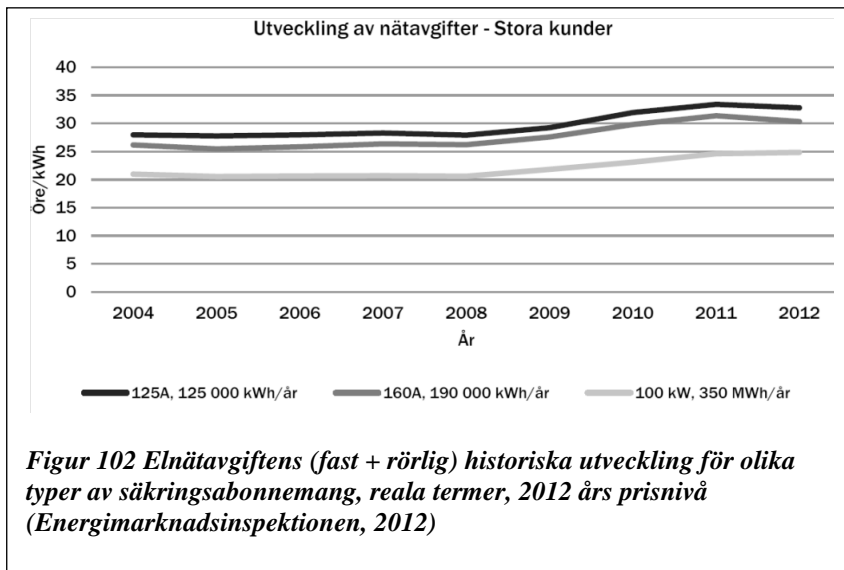


Figur 101 Modellering över den reala prisutvecklingen för el + elcertifikat [öre/kWh] exklusive skatt och moms för 6 scenarier för förnybar elproduktion, 2010 års prishnivå. Bildkälla: (Energimyndigheten, 2011C)

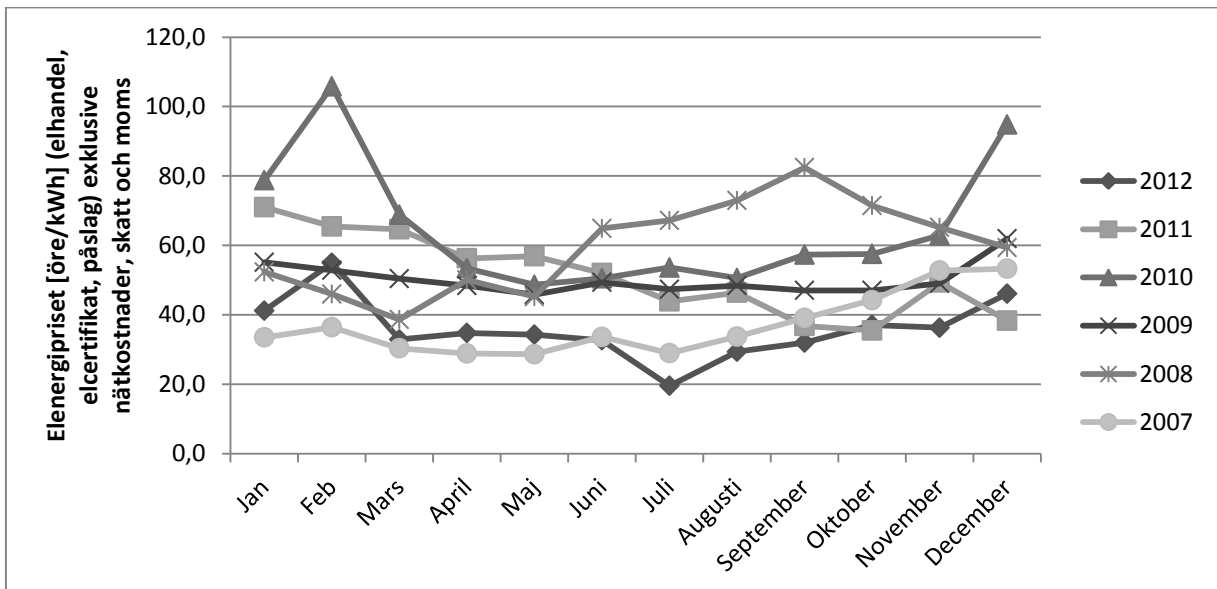
En fortsatt stigande elnätsavgift är att vänta på grund av ökat behov av nyinvesteringar (Energimyndigheten, 2012G), se Figur 102. Energimarknadsinspektionen (EI) granskar elnätsföretagens nätavgifter och dess granskning utgår från ellagens krav på skäliga, objektiva samt icke-diskriminerade elnätsavgifter. EI bestämmer en intäktsram för varje elnätsföretag som gäller för fyra år. EI tar hänsyn till att elnätsavgiften ska vara stabil över tiden. Förändrade förutsättningar som exempelvis nyinvesteringar i elnätet kommer dock att påverka elnätsföretagens intäktsramar men den metod EI använder för att bestämma intäktsramarna tillåter inte uppskattningar över elnätsavgifternas utveckling under en 30 årsperiod (Björkström, 2013).



Figur 100 Modellering över den reala prisutvecklingen för el i producentledet (råkraftspris) [SEK/MWh] för fyra framtidsscenarier (Profu, 2012). Värdena är i reala termer med basåret 2007 (Unger, 2013). Notera att skalan på den horisontella axeln har ojämna stegökningar, ökningstakten kan upplevas som betydligt högre mellan 2015 och 2035 än vad den i själva verket är (egen anmärkning).



I Figur 103 visas Sverigestatistik över elenergispriset utveckling i reala termer med basår 2012 för stora användare av el.

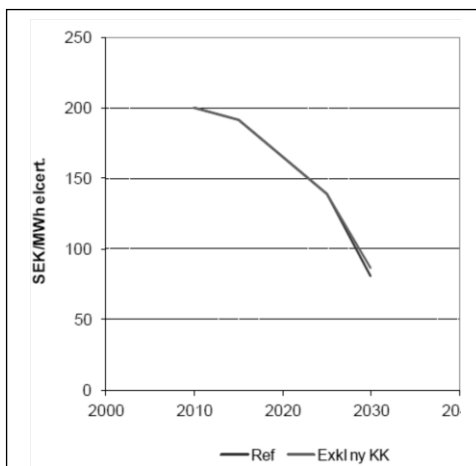
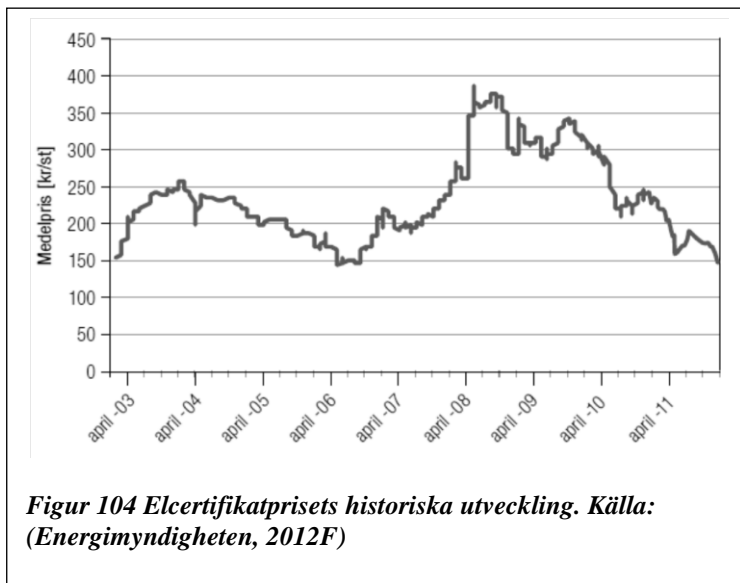


Figur 103 Elenergispriset utveckling vilket inkluderar elhandel, elcertifikat och påslag, exklusive nätkostnader, skatt och moms. Egen figur baserat på statistik över elenergispriset för näringsverksamhet med årlig elanvändning på 100MWh där årsmedelvärdet för KPI har använts för att omvandla nominella priser till reala priser med basåret 2012.

10.1.2.3 Elcertifikat

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som innebär att vissa elproducenter får ett elcertifikat per producerad MWh el förutsatt att elproduktionen uppfyller kraven formulerade i Lag (2011:1200) om elcertifikat. Syftet är att på ett kostnadseffektivt sätt öka produktionen av förnybar el. Elcertifikatet utfärdas av staten till dessa elproducenter varefter elproducenterna säljer elcertifikaten på en öppen marknad. Elproducenterna får då en extra intäkt och väljer i större utsträckning att satsa på förnybara energikällor. Alla elleverantörer samt vissa elanvändare, är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning respektive -användning, vilket skapar en efterfrågan på elcertifikat. Elhandelsföretagen får ett påslag på elhandelspriset som kunderna slutligen får betala. Elhandelsföretaget ger de elcertifikat man samlat på sig till staten varefter elcertifikaten

annulleras 1 april. Eftersom kvotplikten kvarstår behöver de kvotpliktiga köpa nya elcertifikat för att nästa års krav på kvotplikt ska uppfyllas. Nya anläggningar som uppfyller lagens krav har rätt till elcertifikat i 15 år, dock längst fram till år 2035 då elcertifikatsystemet fasas ut. El producerat från solenergi är berättigade till elcertifikat. Priset på elcertifikat bestäms av utbud och efterfrågan på elcertifikat på en konkurrensutsatt marknad. Priset påverkas bland annat av förväntad efterfrågan på el och förväntningar kring installerad effekt samt politiska ändringar i elcertifikatsystemet (se Figur 104) (Energimyndigheten, 2011B). Minimavgiften för att vara kontohavare för elcertifikat (och ursprungsgarantier) år 2012 var 200 SEK per år (Svenska Kraftnät, 2012B). Det volymvägda årsmedelpriset på elcertifikat år 2011 var 247 kr/st och elkundernas genomsnittliga kostnad för elcertifikat var 4,42 öre/kWh (moms och transaktionskostnader kan tillkomma) (Energimyndigheten, 2012F). I 1§, 4 kap. lag (2011:1200) om elcertifikat anges vilka aktörer som är kvotpliktiga. Enligt andra stycket är elanvändare kvotpliktiga om mängden använd, egenproducerad el uppgår till mer än 60 MWh per beräkningsår och anläggningen har en installerad effekt som är högre än 50 kW.



Figur 105 Modellering över marginalkostnaden för elproduktion minus marknadspriset på råkraft (el) i producentledet [SEK/MWh], det vill säga "marginalkostnaden för att producera elcertifikat" för två scenarier (Profu, 2012B). Reala termer, basår 2007 (Unger, 2013).

Till största delen kommer landbaserad vindkraft på sikt bestämma marginalkostnaden för elcertifikat. Dessa anläggningar har en total produktionskostnad på ca 65 öre/kWh. Om el i produktionsledet kan säljas för 45 öre/kWh krävs att elcertifikatet säljs för 20 öre/kWh för att produktionen av den landbaserade vindkraften ska vara lönsam (producenten får 45 öre/kWh för råkraften + begär 20 öre/kWh för elcertifikatet vilket gör att produktionskostnaden täcks). I takt med att elpriset stiger kan elproducenten sälja elcertifikaten för ett lägre pris eftersom en större del av produktionskostnaden täcks av försäljningen av själva råkraften. Exempelvis, beräknas elpriset i producentledet vara 60 öre/kWh år 2030 kan elproducenten nöja sig med att sälja elcertifikaten för 5 öre/kWh eftersom endast 5 öre/kWh krävs för att motsvara produktionskostnaden på 65 öre/kWh. Skillnaden mellan marginalkostnaden för förnybar el minus marknadspriset för el i producentledet kommer att sjunka kraftigt med tiden, se Figur 105. Notera dock att marginalkostnaden för att producera förnybar el minus marknadspriset på el i producentledet är en viktig del i elcertifikatpriset men att det verkliga marknadspriset på elcertifikat även inkluderar marknadsförväntningar, osäkerheter med mera (Profu,

2012B). Observera även att värdena ovan är angivna i reala termer med basåret 2007 (Unger, 2013).

10.1.2.4 Nettodebitering och överskottsproduktion

Nettodebitering är ett system som tillåter företag och privatpersoner att kvitta den förnybara el de överför till elnätet mot annan el som de tar emot från nätet. I ett Kommittédirektiv från Finansdepartementet har utredaren getts i uppdrag att bland annat ”ta fram ett lagförslag om införandet av ett system för nettodebitering som även omfattar kvittning av energi- och mervärdesskatt.” Uppdraget ska redovisas senast den 14:e juni 2013 (Regeringen - Finansdepartementet, 2012). Nettodebitering skulle innebära att elkunder som vill producera egen el enklare får betalt för den (Svensk Energi, 2012B). En representant från solcellsbranschen uppger att nettodebitering är en förutsättning för en positiv framtid för solceller i Sverige (Andersson, 2012). Då elhandelsbolag enligt lag ska bibehålla elbalansen måste överproduktion säljas via ett elhandelsbolag. Om ägaren av den elproducerande anläggningen inte gör ett aktivt val av elhandelsbolag kommer elnätsbolaget att välja istället (E.ON, 2012). Ett flertal energi- och elhandelsbolag köper överskottsproduktion. Exempelvis erbjuder Lunds Energi, Bixia med flera att köpa överskottsproduktion för ca 1 SEK/kWh då kunden är inom det egna nätområdet. Nordpools spotpris minus 4 öre är dock den ersättning många betalar. Telge Energi köper solel för 1,5 SEK/kWh (Cornander, 2012). Elnätsbolaget ger även ersättning för den nätnytta som elen ger vid utmatning på det allmänna elnätet (E.ON, 2012).

10.1.3 Löpande utbetalningar

Kostnader som kan uppstå under investeringens livslängd inkluderar:

- Byte av växelriktare,
- Markkostnader (gäller endast för storskaliga markmonterade system) (EPIA, 2011)
- Rengöring
- Övervakning och service
- Försäkring (The Solar Foundation, 2012)

En svensk solcellskonsult anger att det krävs ”våldigt lite underhåll” och växelriktaren brukar uppges hålla 15 år men det saknas statistik eftersom växelriktarna hela tiden utvecklas (Andersson, 2012)

10.1.4 Kalkylränta

Kalkylräntan beräknas vanligtvis med WACC-metoden (weighted average cost of capital) för att sedan användas för bestämning av kapitalvärdet (se nedan för en beskrivning av kapitalvärdet) för solcellssystem (Bazilian, et al., 2012). Kalkylräntan för solcellssystem antas sjunka förutsatt att medvetenheten hos finansiella institutioner ökar och att solcellssystem upplevs som en lågriskinvestering (EPIA, 2011).

Tabell 44 Beräknad nominell kalkylränta i Frankrike, Tyskland, Italien, Spanien och Storbritannien. Källa: (EPIA, 2011)

	Marknadssegment: bostäder (solcellssystem upp till 3kWp)	Marknadssegment: övriga
Nuvarande	6-8 %	8-12%
Antagande om framtida kalkylränta	4.4-6.1%	6.5-8.2%

10.1.5 Ekonomisk livslängd

Den tekniska livslängden för solcellsmoduler är 30+ år (EPIA, 2011A) En svensk solcellskonsult konstaterar även att solcellsmoduler håller minst 30 år (Andersson, 2012). Den tekniska livslängden är svår att definiera eftersom det inte handlar om en enskild katastrofal händelse utan snarare gradvis åldring och degradering (Branker, et al., 2011).

10.2 Introduktion till känslighetsanalysen

Exempel finns då investeringskalkyler har gjorts där man använde sig av ”best-case” antaganden. En mer genomgående analys av osäkerheterna kring antagandena kunde ha förhindrat omfattande förluster. Utan en mer ingående förståelse för de underliggande antagandena, dess distributionsprofiler

och en känslighetsanalys av dem kan ett enskilt värde på lönsamheten ge ett obefogad tillit till resultatet (Darling, et al., 2011).

10.3 Metod

Känslighetsanalysen är inspirerad av metoder som används i (Drury, et al., 2011) samt (Talavera, et al., 2009). Beräkningsmodellen som känslighetsanalysen bygger på har byggts från grunden i Excel.

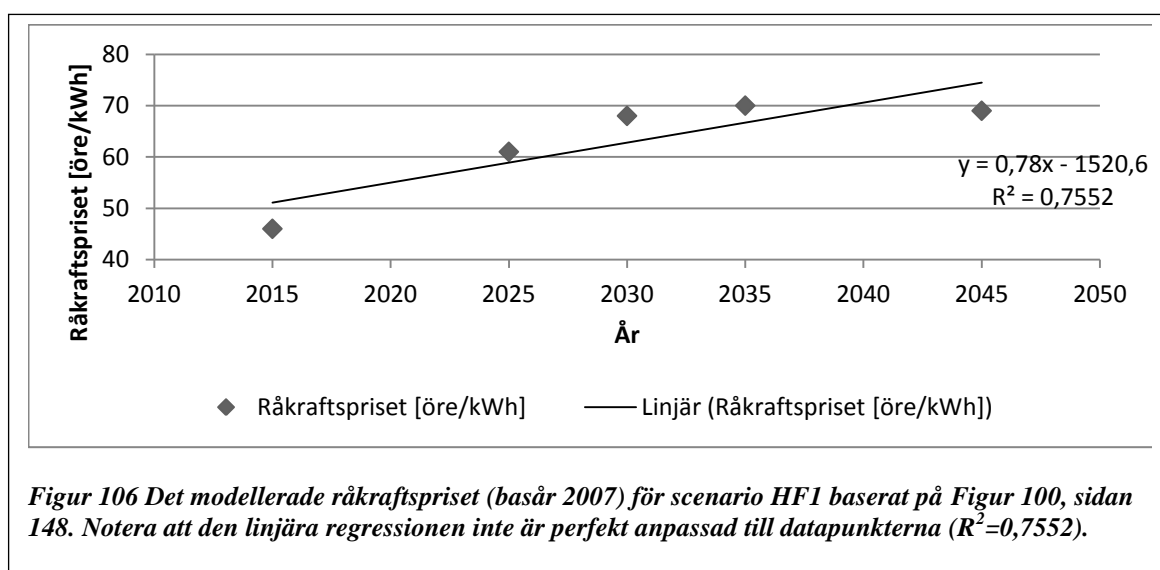
Antagande:

- Realkalkyl (beloppen anges i reala termer) före skatt, basåret 2012.
- Amortering och räntebetalning motsvarar kalkylräntan alternativt att eget kapital används.
- Överproduktion av el sker ej eftersom fastigheten har en hög baslast.
- Restvärdet antas vara noll.
- Investeringen är en kommersiell aktör kopplad till fastigheten i avsnitt 9.2 med en årlig elanvändning om ca 400 MWh.
- Indirekta ekonomiska effekter som solcellssystem potentiellt kan ge upphov till inkluderas ej.
- Solcellssystemets effekt och normaliserade energiproduktion motsvarar resultaten från simuleringen i avsnitt 9.2.
- Systemkostnad (investeringsbeloppet) gäller för ett nyckelfärdigt system inklusive anslutningsavgift till elcertifikatsystemet. Systemkostnaden utgår från schablonbeloppet 15 000 SEK/kWp exklusive moms (se avsnitt 10.1.1.1) varefter det statligt solcellsstödet (35% subvention) subtraheras.
- Underhållskostnaden inkluderar eventuella avgifter att vara ansluten till elcertifikatsystemet.
- Betalningsflödena i standardfallet anges inklusive 10,5% moms. Fastigheten Carl Gustav 5s momsschablon på 58% används, vilket innebär att 58% av momsatsen (25%) kan dras av (kvittas). Den del av momsen som blir en faktisk kostnad är därför $(1-0,58)*0,25=0,105$ alltså 10,5%.
- Värdet på den undvikta elkostnaden som ett solcellssystem ger upphov till uppgår till 1 SEK/kWh exklusive moms. Alternativ kan man säga att investeringen har ett fast abonnemang där den rörliga delen av abonnemanget är 1 SEK/kWh exklusive moms vilket inkluderar alla delar som elhandelsavgift, elskatt med mera.
- Momsatsen antas påverka följande parametrar i samma utsträckning
 - Systemkostnaden
 - Underhållskostnader
 - Elpriset
 - Nyinvestering av växelriktare
- Solstrålningens variationer mellan åren tas ej med.
- Ersättningen vid försäljning av elcertifikat antas ha en negativ real prisutveckling i standardfallet baserat på avsnitt 10.1.2.2. Utvecklingen antas vara linjär där procentsatsen uttrycker antal procent av initialårets elcertifikatpris som elcertifikatpriset minskar med varje år. Prisutvecklingen i standardfallet bygger på simuleringar där elcertifikatpriset minskar från 200 till 100 SEK/MWh i reala termer i enlighet med Figur 105 på sidan 150 (vilket dock ej helt kan likställas med marknadspriset) under ca 20 år, alltså en real årlig minskning av ersättningen för elcertifikat med $(200-100)/20 = 5$ SEK/MWh. Minskningen anges därför i beräkningsmodellen som $5/200 = 0,025$, alltså att elcertifikatpriset på marknaden minskar med 2,5% av initialårets elcertifikatpris varje år.
- Beräkning av elprisets utveckling baseras på scenario HF1 i avsnitt 10.1.2.2, Figur 100 på sidan 148. Enligt scenario HF1 kommer råkraftpriset (elpriset i producentledet) vara 70 öre/kWh år 2035 i reala termer jämfört med 45 öre/kWh år 2013 (basår 2007). Information hämtades grafiskt ur figuren varefter Tabell 45 skapades.

Tabell 45 Tabell över det modellerade råkraftspriset (basår 2007) för scenario HF1 baserat på Figur 100, sidan 148.

Förändring i råkraftspriset (y)	Åren (x)	Delta y / delta x
Från 46 till 61 = 15 öre	2015 till 2025 = 10 år	15 öre / 10 år = 1,5 öre per år
Från 61 till 68 = 7 öre	2025 till 2030 = 5 år	7 öre / 5 år = 1,4 öre per år
Från 68 till 70 = 2 öre	2030 till 2035 = 5 år	2 öre / 5 år = 0,4 öre per år
Från 70 till 69 = -1 öre	2035 till 2045 = 10 år	-1 öre / 10 = -0,1 öre per år

Utvecklingen antas vara linjär. Eftersom solcellssystemets ekonomiska livslängd är 30 år i standardfallet är elprisets utveckling fram till år 2043 av intresse och även ett antal år därefter vid känslighetsanalys av den ekonomiska livslängden. Enligt den linjära regressionen i Figur 106 är förändringskoefficienten 0,78 vilket innebär att om man antar att utvecklingen vore linjärt mellan år 2015 och 2045 skulle råkraftspriset öka med i snitt 0,78 öre/kWh och år. Notera att R^2 värdet på 0,7552 indikerar att den linjära regressionen ej är perfekt anpassad till datapunkterna. En ökning av råkraftspriset på i genomsnitt 0,78 öre/kWh uttrycks i beräkningsmodellen som en procentsats av initialårets elpris som elpriset ökar med varje år. (Med elpris menas här egentligen ”Värdet på den undvikta elkostnaden per kWh första driftåret”) Värdet på den undvikta elkostnaden per kWh första driftåret exklusive moms är 100 öre/kWh, alltså är procentsatsen $0,78/100=0,0078$ alltså 0,78%. Procentsatsen är samma även om beloppen anges inklusive moms eftersom: $0,78*(1+momssats)/100*(1+momssats)=0,78\%$. Eftersom momssatsen är 10,5% innebär detta att ökningen i elpriset är $0,0078*1,105=0,8619$ öre/kWh och år inklusive moms. Antagandet bygger alltså på att värdet på den undvikta elkostnaden per kWh utvecklas på samma sätt som råkraftspriset. I diskussionen diskuteras detta närmare. Antagandet i känslighetsanalysen sätts till 0,75% för att justera för det faktum att elpriset antas plana ut efter år 2035 medan den linjära regressionen visar på konstant ökande elpris under hela investeringshorisonten.



I Tabell 46 finns antagandena för det solcellssystem som känslighetsanalysen avser att beskriva.

Tabell 46 Modellantaganden och intervall för känslighetsanalys av parametrar

Realkalkyl			Källor	Startvärde	Slutvärde
Installerad DC-effekt	45,18	kWp	Se avsnitt 9.2	Antas vara fixt	Standardvärdet antas vara fixt
Initial AC-energi per installerad DC-effekt	646,61	kWh/kWp	Se avsnitt 9.2	500	1200
Systemdegradering	1	% av initialårets elproduktion som elproduktionen minskas med varje år	Se avsnitt 10.1.2.1	0	2
Systemkostnad (nyckelfärdigt system)	9750	SEK (exklusive moms)/kWp	15000 SEK/kWp + 35% subvention	4000	20000
Systemkostnad (totalt)	486758	SEK (inklusive moms)	Total systemkostnad inklusive moms	180720	903600
Real underhållskostnad	70	SEK (exklusive moms)/kWp	(Stockholms stads miljöförvaltning, 2012)	0	140
Real underhållskostnad (totalt)	3495	SEK (inklusive moms)/år (räknas ut)	Som ovan fast inklusive moms	0	6325,2
Nyinvestering av växelriktare	3000	SEK/kWp (exklusive moms)	Baseras på exempelkalkyl (Direct Energy, 2012)	1500	6000
Nyinvestering av växelriktare	149772	SEK (inklusive moms)	Som ovan fast inklusive moms	67770	271080
År för byte av växelriktare	15	år efter tidpunkten för installation av solcellssystemet	Baseras på exempelkalkyl (Direct Energy, 2012)	10	20
Ersättning för elcertifikat	247	SEK/MWh	(Energimyndigheten, 2012F)	Se nedan	Se nedan
Real prisutveckling - elcertifikat	2,5	% av initialårets elcertifikatpris som elcertifikatpriset minskar med varje år	Se antagande	0	5
Antal år elcertifikat utfärdas	15	år	(Energimyndigheten, 2011B)	Reglerat i lag, fixt	Reglerat i lag, fixt
Solcellssystemets ekonomiska livslängd	30	år	(Branker, et al., 2011)	20	50
Real kalkylränta	5,88	%	(Vasakronan, 2012)	1	10

Värdet på den undvikta elkostnaden per kWh första driftåret	1,105	SEK (inklusive moms)/kWh	Se antagande	Känslighetsanalys baseras på prisutvecklingen nedan	Känslighetsanalys baseras på prisutvecklingen nedan
Real prisutveckling - el	0,75	% av initialårets elpris som elpriset ökar med varje år	Se antagande	0	1,5
Momssats	10,5	%			

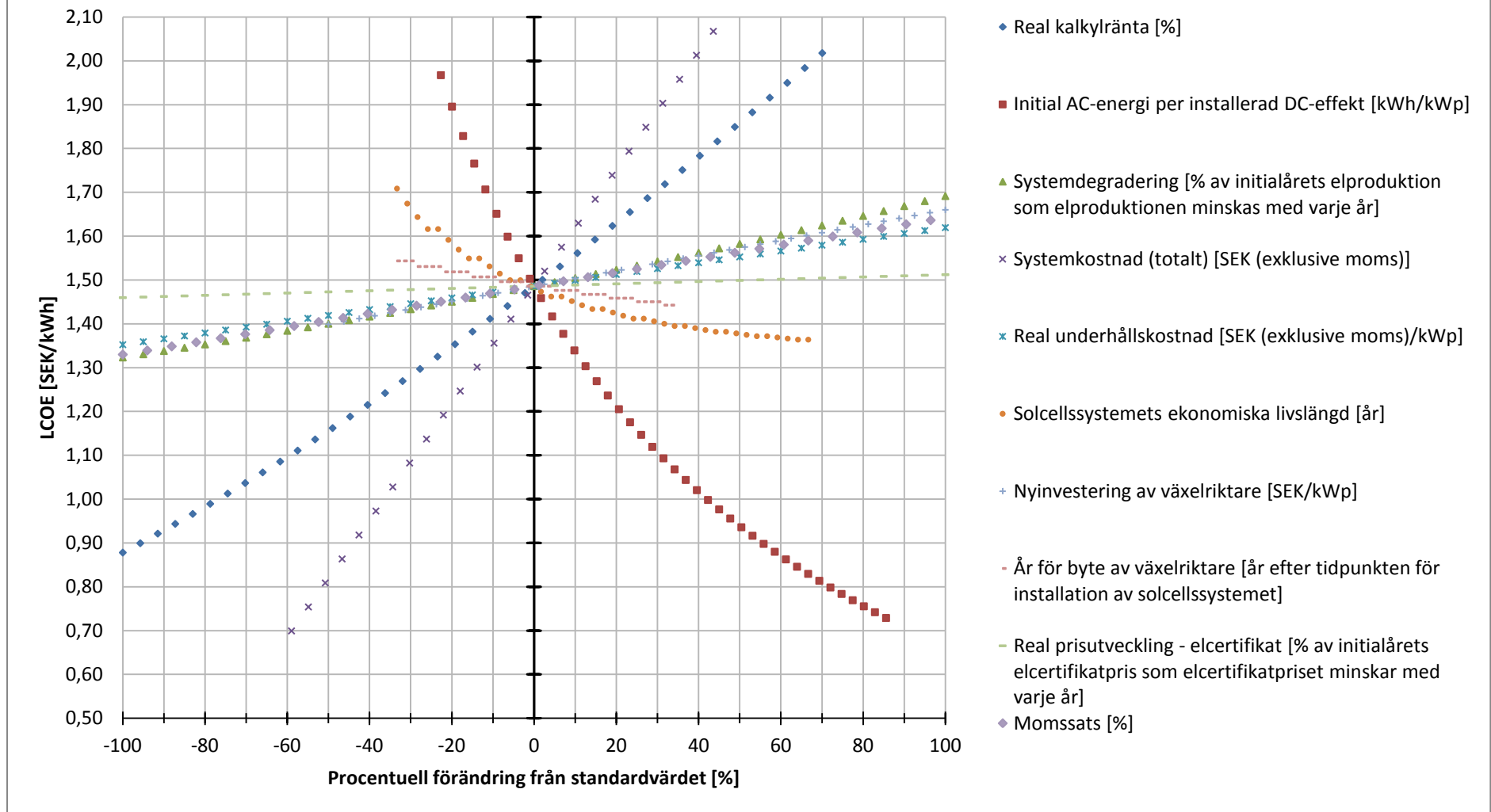
10.4 Resultat

Nedan finns resultaten av känslighetsanalyserna för följande investeringskalkyleringsmetoder:

- LCOE, levelized cost of electricity
- Kapitalvärde
- Kapitalvärdeskvot
- Enkel payback (real)
- Internräntemetoden

För mer information om respektive metod se kapitel 0. Känslighetsanalysens figurer har en horisontell axel som visar avvikelser från standardvärdet. Intervallet inom vilket en enskild parameter varierar finns angivet i Tabell 46. Om exempelvis nyinvestering av växelriktare är 3000 SEK/kWp i standardfallet och 1500 SEK/kWp i det lägre intervallet vid undersökningen av dess parameterkänslighet innebär en ”procentuell förändring från standardvärdet” minus 50% eftersom $(1500-3000)/(3000)=-0,5$, alltså -50%. Känslighetsanalysen visar endast förändringen i lönsamhetsmåttet då en parameter ändras åt gången. Naturligtvis kan andra typer av figurer skapas där man istället för förändring från standardvärdet använder det faktiska värdet på parametern på den horisontella axeln. Anledningen till att förändring från standardvärdena i procent användes var för att på ett överskådligt sätt illustrera flera variabler med olika enheter i samma figur. Grundinvesteringsbeloppet betecknas som systemkostnad eller investeringsbelopp i följande avsnitt.

Känslighetsanalys - Levelized cost of electricity (LCOE)

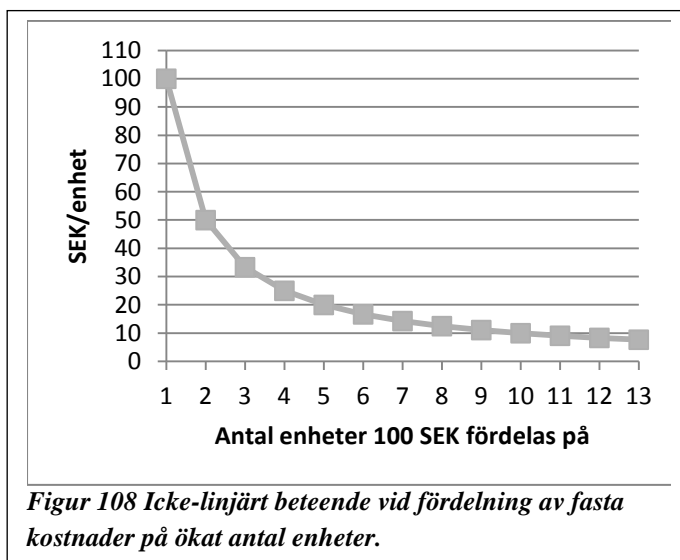


Figur 107 Levelized cost of electricity i SEK/kWh under solcellssystemets livslängd som en funktion av olika parametrars avvikelse i procent från standardvärdet [$\Delta x/x$]

10.4.1 LCOE

Om antagandena i Tabell 46 accepteras blir LCOE-värdet 1,49 SEK/kWh i standardfallet. I Figur 107 varieras parametrarna inom de intervall som finns angivna i Tabell 46. En parameters känslighet kan liknas vid lutning för dess kurva i figuren, alltså i vilken utsträckning förändringar av parametern påverkar lönsamhetsmättet. För standardfallet uppvisar LCOE-metoden högst känslighet för initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemkostnad och real kalkylränta.

Prisutvecklingen för elpriset påverkar inte beräkningen av LCOE-värdet varför denna parameter inte finns med i Figur 107. Dock är det elpriset som LCOE-värdet jämförs med för att avgöra lönsamhet varför ett högt pris på el från elnätet innebär att investeringen blir mer attraktivt. Elpriset som man bör jämföra med beror på vilken typ av abonnemang man har. Har man ett abonnemang med fast elpris kan man direkt jämföra sitt fasta elpris (elpriset exklusive fasta avgifter) med LCOE-värdet, vid andra typer av abonnemang krävs det en beräkning av värdet på solcellselen eftersom elpriset varierar under året och även produktionen av solcellsel. Man bör vara medveten om att elpriset man jämför med självklart kan ändras från år till år varför en investering som använder LCOE-måttet riskerar att framstå som extra olönsamt år då elpriset är lågt och extra lönsamt år då elpriset är högt. Man bör alltså se på elpriset ur längre tidsperspektiv. Det kan vara så att LCOE-värdet är högre än det man betalar för elen från elnätet idag men investeringen kan ändå vara lönsam under den ekonomiska livslängden om man antar att elpriset stiger. Andra metoder, som exempelvis kapitalvärdesmetoden tar däremot hänsyn till en prognos av elpriset och gör därmed lönsamhetsbedömningen enklare. Om man jämför olika solcellssystem kan man med LCOE-värdet avgöra vilket som är mest fördelaktigt.



Initial AC-energi per installerad DC-effekt och solcellssystemets ekonomiska livslängd är de enda två parametrarna som uppvisar icke-linjär parameterkänslighet vilket i fallet Initial AC-energi per installerad DC-effekt beror på att denna parameter finns i nämnaren vid beräkningen av LCOE-värdet. Man kan jämföra med fördelning av fasta kostnader på ett variabelt antal enheter (enheter energi i fallet LCOE). **Exempel:** om de fasta kostnaderna är 100 SEK och ska fördelas på enheter blir kostnaden per enhet vid en enhet 100SEK/enhet, två enheter $100/2=50$ SEK/enhet, tre enheter $100/3=33,33$ SEK/enhet etcetera, se en illustration av detta i **Figur 108**. Initial

AC-energi per installerad DC-effekt uppvisar ”avtagande marginallönsamhet”, vilket innebär att då parametern ökar, avtar förbättringstakten för lönsamheten. Vid en ökning av parametern Initial AC-energi per installerad DC-effekt från standardvärdet blir lönsamheten snabbt bättre vid ökningen av parametern men ju större parametern blir desto mindre blir förbättringstakten för lönsamheten. Kurvan är alltså brant i början för att sedan avta.

Ett givet betalningsflöde får ett allt lägre nuvärde ju längre fram i tiden det sker på grund av diskonterings effekter varför ett icke-linjärt beteende uppstår för parametern ekonomisk livslängd. Ett ytterligare år för ekonomisk livslängd blir således allt mindre betydelsefullt för resultatet ju längre fram i tiden investeringshorisonten sträcker sig. Det motsatta gäller naturligtvis också, ett år kortare ekonomisk livslängd ger en allt större påverkan på resultatet.

Antaganden kring kalkylräntan spelar naturligtvis stor roll för uppfattningen om lönsamhet, vid en real kalkylränta om 0% är LCOE-värdet 0,88 SEK/kWh medan en real kalkylränta om 10% ger ett LCOE-värde om 2,02 SEK/kWh. En högre kalkylränta gör att betalningsflöden längre fram i tiden får ett lägre nuvärde och därmed ger de mindre påverkan på resultatet.

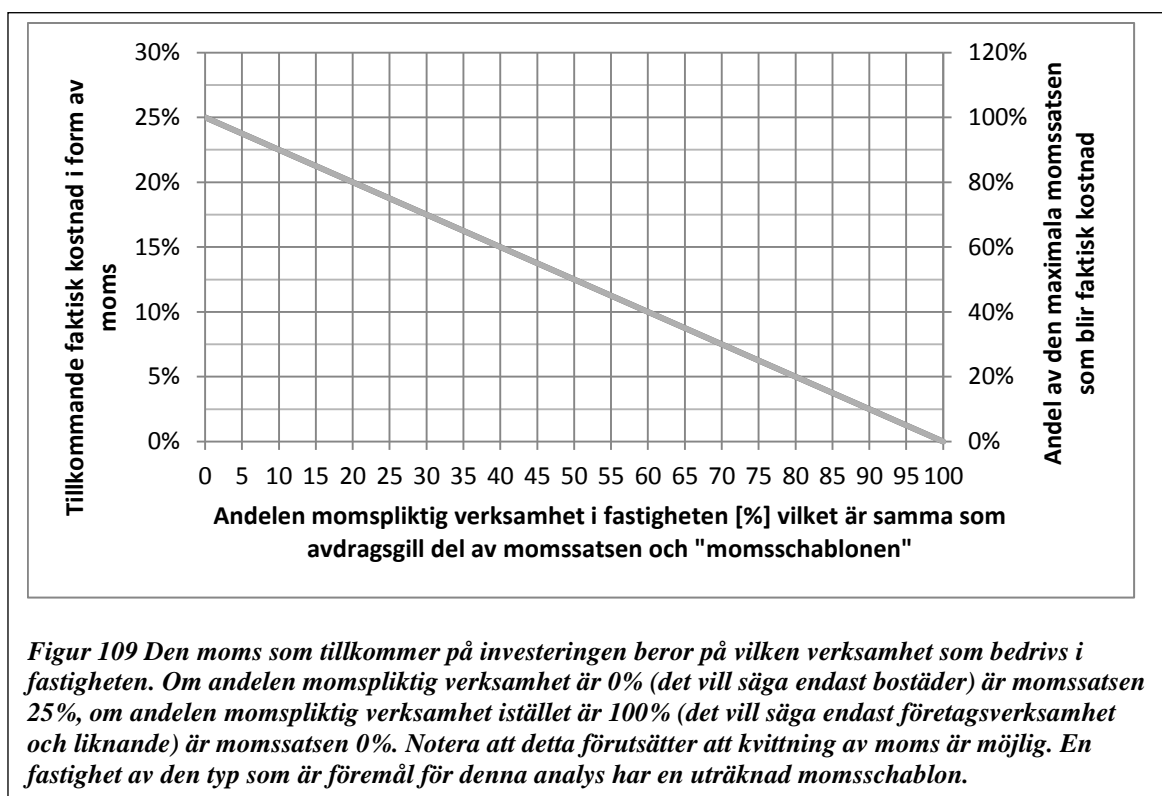
Om man drar ett tänkt horisontellt streck, exempelvis vid 1 SEK/kWh, inses att ett av följande tre alternativ kan ge ett LCOE-värde om 1 SEK/kWh under förutsättning att antagandena i standardfallet är sanna:

- att kalkylräntan sänks med ca 75% (ej procentenheter!)
- att systemkostnaden minskas med ca 35%
- att initial AC-energi per installerad DC-effekt ökas med ca 40%

En regression kan genomföras för att beskriva kurvans trendlinjer för respektive parameter i beräkningsmodellen. På så sätt kan man exempelvis icke-grafiskt hitta procentsatser, se avsnitt 15.4 där ett exempel på en icke-grafisk lösning ges.

Parametrarna interagerar även med varandra. En parameters känslighet beror alltså på andra parametrars värden, vilket ej framgår i figuren. Exempelvis innebär en allt högre kalkylränta att känsligheten för parametern ”ekonomisk livslängd” blir allt lägre eftersom ju högre kalkylräntan är desto mindre påverkar händelser långt fram i tiden lönsamhetsmåttets resultat. Hur de olika variablerna betar sig är inte nödvändigtvis intuitivt. Om man exempelvis utgår från standardantagandet men vid 0% moms innebär en ökning av ”initial AC-energi per installerad DC-effekt” med 45% att LCOE-värdet går från 1,33 SEK/kWh till 0,87 SEK/kWh, en minskning med 46 öre. Justerar du först ner systemkostnaden från standardvärdet till 5000 SEK/kWh och sedan ökar ”initial AC-energi per installerad DC-effekt” med 45% går LCOE-från 0,74 SEK/kWh till 0,46 SEK/kWh, en minskning med 28 öre. I det senare fallet har alltså två parametrar ändrats. Man kan alltså inte se hur två eller flera parametrar interagerar med hjälp av ovanstående figurer. En annan metod att göra detta visas nedan.

I Tabell 47 visas hur olika kombinationer av real kalkylränta och momssatser påverkar LCOE-värdet, alltså hur två parametrar interagerar med varandra. Vid investeringar på fastigheter i vilka det bedrivs både momspliktig (t.ex. företag) och icke-momspliktig (t.ex. bostäder för privatpersoner) verksamhet kan en sådan tabell visa hur LCOE-värdet påverkas beroende på vilken kalkylränta man använder sig av och var man avser installera solcellssystemet, alltså vilken momssats man använder sig av. Tabell 47 visar bland annat att momssatsen har större påverkan på LCOE-värdet ju högre kalkylränta man har. LCOE-värdet varierar mellan 0,86 och 1,11 (25 öres skillnad, LCOE-värdet ökar som mest med 29%) vid kalkylräntan 1% medan variationen är mellan 1,34 och 1,72 vid 6% kalkylränta (38 öres skillnad, LCOE-värdet ökar som mest med 28,36%). En lägre real kalkylränta ger en högre lönsamhet och en lägre momssats ger också en högre lönsamhet. I Figur 109 visas sambandet mellan den avdragsgilla delen av momsen och de tillkommande kostnaderna.



Tabell 47 LCOE-värde vid en känslighetsanalys med två parametrar, real kalkylränta och momsats (momsatsen påverkar i sin tur systemkostnad, underhållskostnader, nyinvestering av växelriktare och värdet på den undvikta elkostnaden).

Momsats [%]	Kalkylränta [%]					
	1	2	3	4	5	6
0	0,86	0,95	1,04	1,13	1,24	1,34
5	0,91	1,00	1,10	1,20	1,31	1,42
10	0,96	1,06	1,16	1,26	1,38	1,49
15	1,01	1,11	1,21	1,33	1,44	1,57
20	1,06	1,16	1,27	1,39	1,51	1,64
25	1,11	1,22	1,33	1,45	1,58	1,72

Notera att den nominella effekten [kW] i sig inte påverkar LCOE eftersom effekten är angiven i både täljaren och nämnaren i ekvationen för LCOE. Dock bör poängteras att den nominella effekten kan ha en annan påverkan på LCOE-värdet. Energin uttrycks i nämnaren som installerad effekt [kWp] * energi per installerad effekt [kWh/kWp]. Systemkostnaden anges i täljaren som kronor / installerad effekt

[SEK/kWp] * installerad effekt [kWp]. Effekten kan därmed förkortas bort. Om du exempelvis har en given, **begränsad** yta och väljer mellan två system, system nr 1 och system nr 2, som antas prestera lika många kWh/kWp (nämnaren i LCOE-metoden) men vars moduler har olika verkningsgrad och därmed olika nominell effekt är det den nominella effektens påverkan på SEK/kWp (täljaren) som är den parameter som eventuellt ändras. Frågan man ställer sig är: kan system nr 2 (ett system vars moduler har högre verkningsgrad men också är dyrare) vara mer lönsamt genom att systemet uppnår en lägre normaliserad systemkostnad SEK/kWp jämfört med system nr 1? Det är faktiskt möjligt eftersom de fasta kostnaderna kan slås ut på flera watt.

Exempel: Fasta kostnader (för installation, projektering, växelriktare etc) är 10 000 SEK oavsett om man väljer system nr 1 eller nr 2. Enhetskostnaden för solcellsmodulerna skiljer sig dock åt och det får endast plats fem moduler på den begränsade ytan. **System nr 1:** 5 st 200W paneler à 2000 SEK (det vill säga 5*2000 SEK / 5*200 = 10 SEK/W). **System nr 2:** 5 st 300W moduler à 3600 SEK (alltså 5*3600 SEK / 5*300 W = 12 SEK/W). Vilket alternativ är mest lönsamt?

$$\text{Systemkostnad system nr 1: } \frac{10000}{5 \cdot 200} + 10 = 20 \text{ SEK/Wp}$$

$$\text{Systemkostnad system nr 2: } \frac{10000}{5 \cdot 300} + 12 = 18,67 \text{ SEK/Wp}$$

Tabell 48 Två alternativa solcellssystem och den resulterande systemkostnaden.

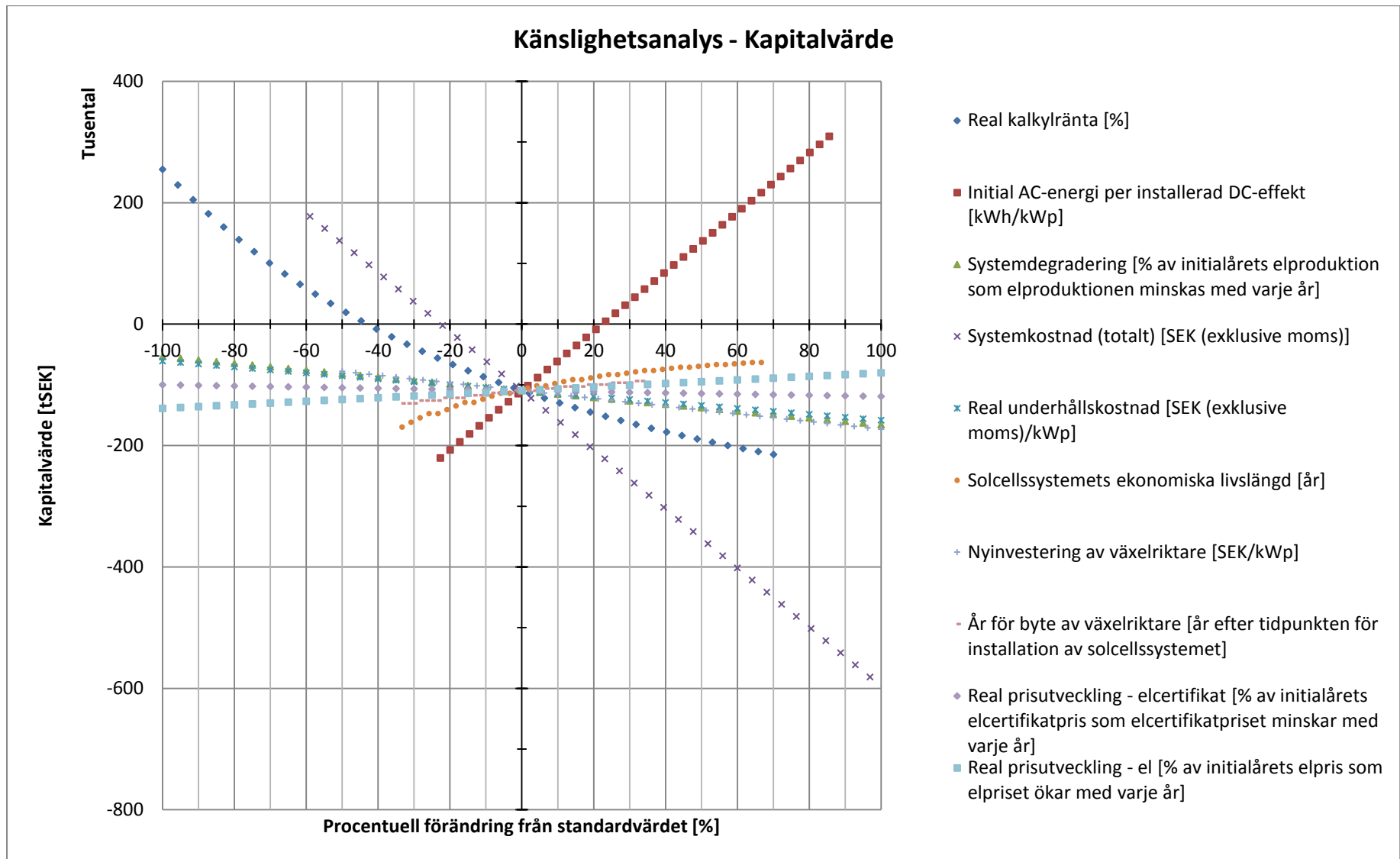
	Alternativ 1	Alternativ 2	
Fasta kostnader	10000	10000	SEK
Antal paneler	5	5	st
Effekt per modul	200	300	Wp
Installerad effekt	1000	1500	Wp
Kostnad per modul	2000	3600	SEK
Modulkostnad	10	12	SEK/Wp
Fasta kostnader	10	6,666667	SEK/Wp
Systemkostnad (nyckelfärdigt system)	20	18,66667	SEK/Wp

System 2 är därför mest lönsamt, se Tabell 48 för en sammanfattning. Notera att om ytan inte är begränsad är det fördelaktigt att använda den billigare solcellsmodulen eftersom man i det fallet inte är begränsad till max fem moduler. Istället kan man installera flera av modulerna i alternativ 1 för att komma upp i samma antal W som i system 2. Om man exempelvis installerar sju stycken av den billigare modulen à

200W får man 1400 W vilket ger en systemkostnad om:

$\frac{10000}{7 \cdot 200} + 10 = 17,14 \text{ SEK/Wp}$ vilket är lönsammare än att installera 1500W av den dyrare modulen som dock tar upp mindre plats. Som nämnts i avsnitt 8.4.3.4 kan ett ytmässigt större system dock innebära ökade kostnader för installationsarbete, monteringsmaterial etc. I denna enkla kostnadsfunktion finns inga sådana variabla kostnader medtagna.

Ett solcellssystem kan vara billigare än sitt standardalternativ men ändå mindre lönsamt om det har ett lägre kWh/kWp som neutraliserar prisets påverkan på lönsamheten. Solverfunktionen i Excel kan användas för att exempelvis beräkna detta genom följande: utgå från standardantagandet, ange den nya systemkostnaden och använd solverfunktionen för att utläsa vad initial AC-energi per installerad DC-effekt måste vara för att LCOE-värdet ska vara samma som i standardfallet. **Exempel:** anta att ett alternativ till standardfallet innebär en systemkostnad som är 10% lägre jämfört med standardfallet. Hur mycket lägre kan initial AC-energi per installerad DC-effekt vara för att "neutralisera" den förbättring i lönsamhet som sänkningen av systemkostnaden innebär? Solverfunktionen används ("målsökning") och ger att lönsamhetsförbättringen som en 10% sänkning av systemkostnaden på 8775 SEK/kWp (exklusive moms) ger upphov till neutraliseras av en sänkning av initial AC-energi per installerad DC-effekt med 8,3% till 592,9 kWh/kWp, LCOE-värde (1,49 SEK/kWh) är då samma som standardfallet.



Figur 110 Kapitalvärdet i tusentals SEK som en funktion av olika parametrars avvikelse i procent från standardvärdet [$\Delta x/x$]

10.4.2 Kapitalvärde

Om antagandena i Tabell 46 accepteras blir kapitalvärdet (nettonuvärdet) för solcellssystemet -109 643 SEK. I Figur 110 varieras parametrarna inom de intervall som finns angivna Tabell 46. Resultatet visar att inom de angivna intervallen uppvisar kapitalvärdesmetoden högst känslighet för initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemkostnad och real kalkylränta. Det är endast på kurvorna för dessa tre parametrar som lönsamhet uppvisas inom det undersökta intervallet, alltså en punkt där kapitalvärdet är noll eller större än noll.

Lönsamhet (givet de antaganden som gjorts) uppnås då ett av dessa tre alternativ uppfylls under förutsättning att antagandena i standardfallet är sanna:

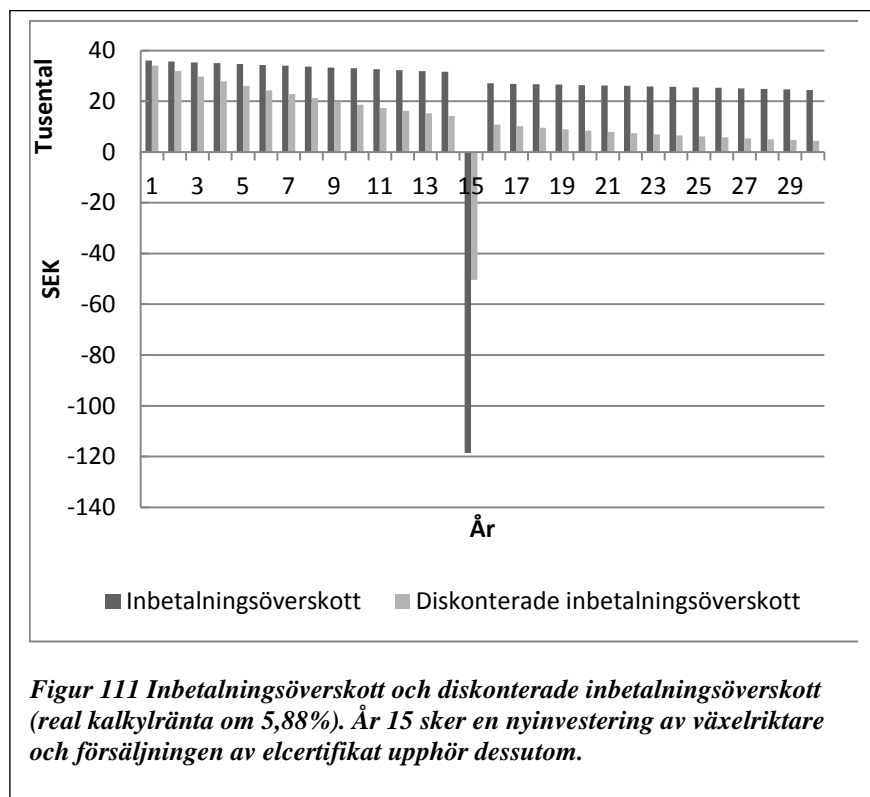
- real kalkylränta minskar med drygt 40% (ej procentenheter!)
- initial AC-energi per installerad DC-effekt ökar med drygt 20%
- systemkostnad minskar med ca 20%

Endast två parametrar uppvisar icke-linjär parameterkänslighet för standardfallet, real kalkylränta och ekonomisk livslängd.

Kurvan för den reala kalkylräntan är som brantast vid låga kalkylräntor för att sedan bli mindre brant. Att öka den reala kalkylräntan från en låg nivå innebär att lönsamheten försämras snabbt, försämringstakten är hög. Försämringstakten minskar ju högre kalkylräntan blir. Kalkylräntan uppvisar "avtagande marginallönsamhet". I Figur 111 visas den reala kalkylräntan effekt på inbetalningsöverskottet där skillnaden mellan diskonterade och odiskonterade inbetalningsöverskott ökar med tiden.

Kalkylräntan påverkan

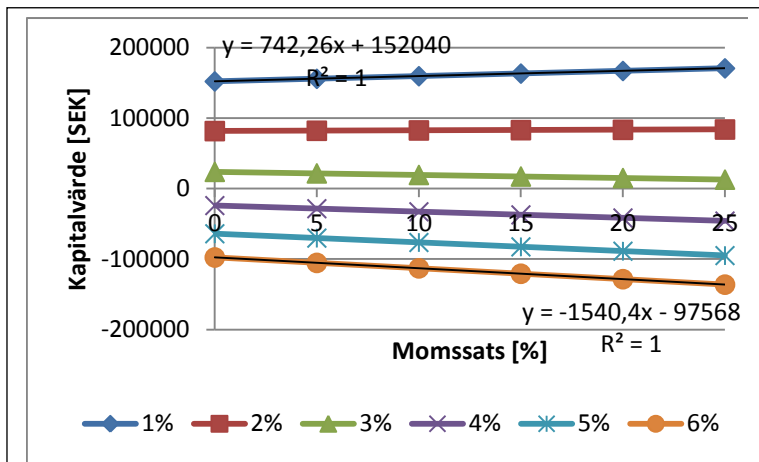
vid olika värden förklaras mer ingående i avsnitt 0. I Tabell 25 varieras två parametrar och det resulterande kapitalvärdet visas. Resultatet visar att momssatsen har en allt större påverkan vid höga kalkylräntor. Vid 1% real kalkylränta ger momssatsen en ökning från 152 040 SEK vid 0% moms till 170 597 SEK vid 25% moms, alltså en ökning om 18 557 SEK. Vid 6% real kalkylränta går kapitalvärdet från minus 97 568 SEK vid 0% moms till minus 136 080 SEK vid 25% moms, alltså en minskning om 38 511 SEK. En större momssats kan alltså ge högre lönsamhet förutsatt att kalkylräntan är låg (1 eller 2% i detta fall). I Tabell 25 beskrivs momssatsens parameterkänslighet i form av lutningskoefficienter för en linjär regression för varje kolumn. Exempelvis kan man utläsa att vid den reala kalkylräntan 1% ökar kapitalvärdet med 742 SEK för varje procentenhet momssatsen ökar medan vid den reala kalkylräntan 6% minskar kapitalvärdet med 1540 SEK för varje procentenhet momssatsen ökar. I Figur 112 visas en grafisk förklaring till förändringskoefficienterna i Tabell 49.



Figur 111 Inbetalningsöverskott och diskonterade inbetalningsöverskott (real kalkylränta om 5,88%). År 15 sker en nyinvestering av växelriktare och försäljningen av elcertifikat upphör dessutom.

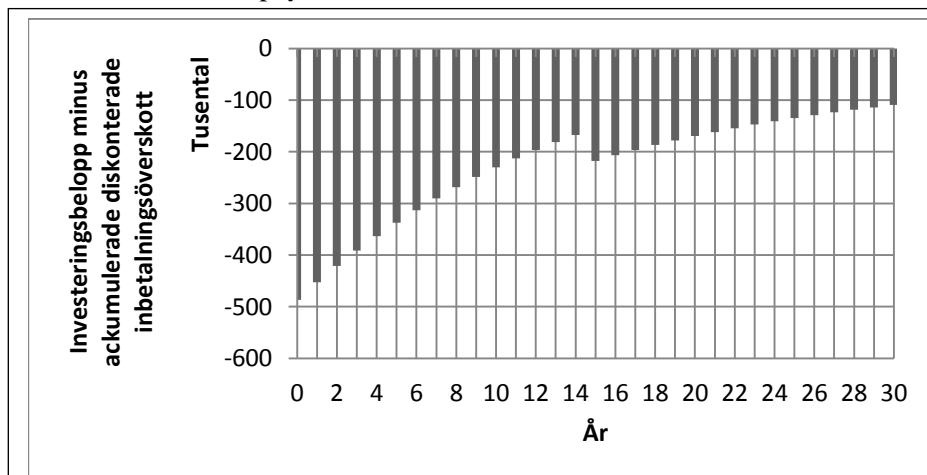
Tabell 49 Kapitalvärdet då två parametrar, den reala kalkylräntan och momssatsen förändras (momssatsen påverkar i sin tur systemkostnad, underhållskostnader, nyinvestering av växelriktare och värdet på den undvikta elkostnaden). Förändringskoefficienterna beskriver hur kapitalvärdet förändras då momssatsen ändras vid en konstant real kalkylränta.

		Real kalkylränta [%]						
		1	2	3	4	5	6	
Momssats [%]	0	152040	81649	23868	-23972	-63922	-97568	
	5	155751	82099	21662	-28359	-70116	-105271	
	10	159463	82549	19456	-32747	-76309	-112973	
	15	163174	82999	17250	-37134	-82503	-120675	
	20	166885	83449	15043	-41521	-88697	-128377	
	25	170597	83899	12837	-45908	-94890	-136080	
Förändringskoefficient		742	90	-441	-877	-1239	-1540	
R2		1	1	1	1	1	1	



Figur 112 Exempel på hur en parameters känslighet (momssatsen) påverkas av andra parametrar, i detta fall den reala kalkylräntan.

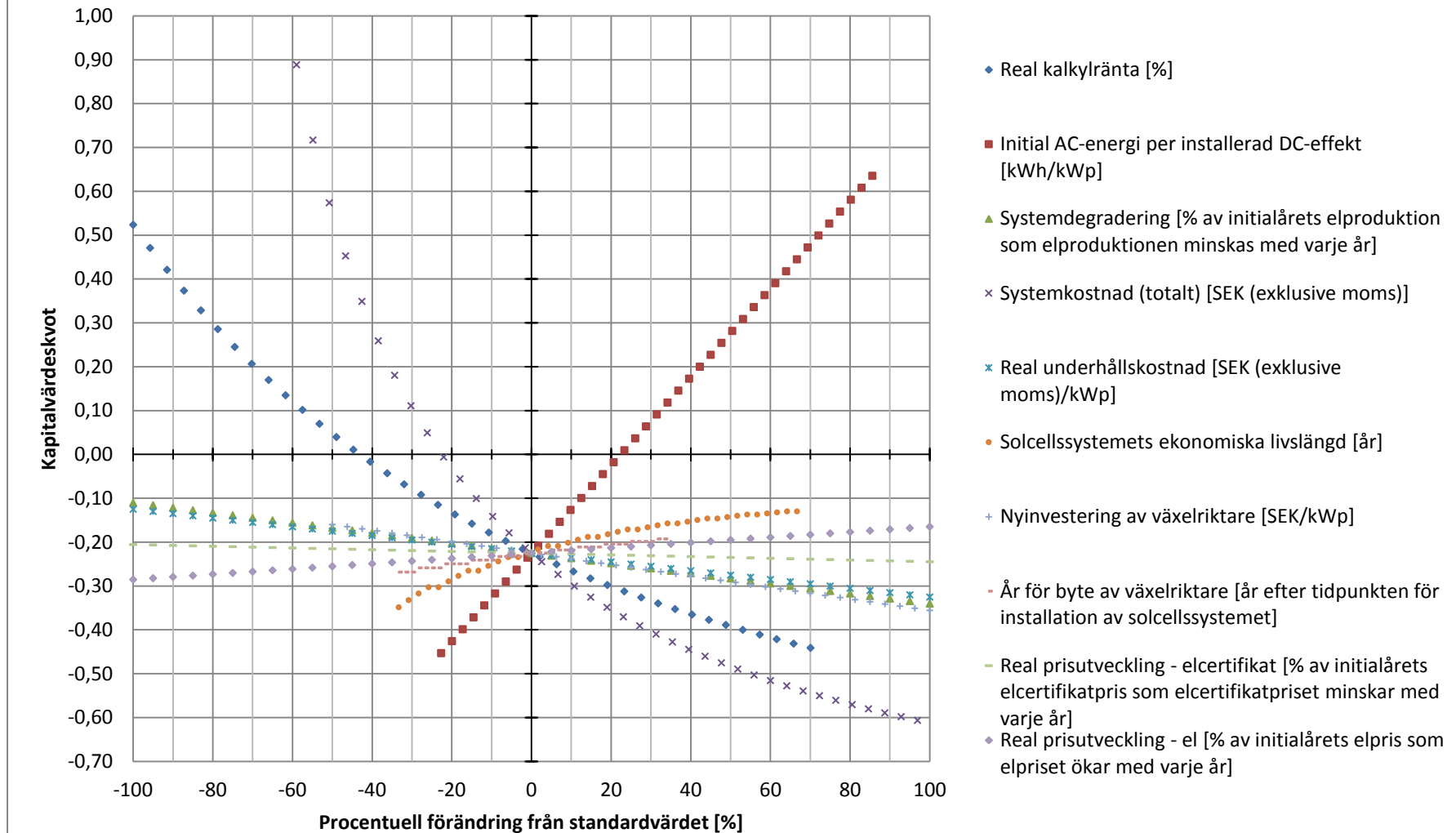
I Figur 113 visas systemkostnaden minus de ackumulerade diskonterade inbetalningsöverskotten. Värdet år 30 motsvarar kapitalvärdet som är negativt i detta fall. Ur denna graf kan man även utläsa den avancerade reala paybacktiden, alltså året då värdet är noll eller större. I detta fall återbetalas ej



Figur 113 Investeringsbeloppet minus de ackumulerade diskonterade inbetalningsöverskotten.

investeringen enligt den avancerade (reala) paybackmetoden.

Känslighetsanalys - Kapitalvärdeskvot



Figur 114 Kapitalkvoten som en funktion av avvikelse i procent från standardvärdet $[\Delta x/x]$

10.4.3 Kapitalvärdeskvot

Om antagandena i Tabell 46 accepteras blir kapitalvärdeskvoten för solcellssystemet -0,23. I Figur 114 varieras parametrarna inom de intervall som finns angivna Tabell 46. Resultatet visar att inom de angivna intervallen uppvisar kapitalvärdesmetoden högst känslighet för systemkostnad, initial AC-energi per installerad DC-effekt och real kalkylränta.

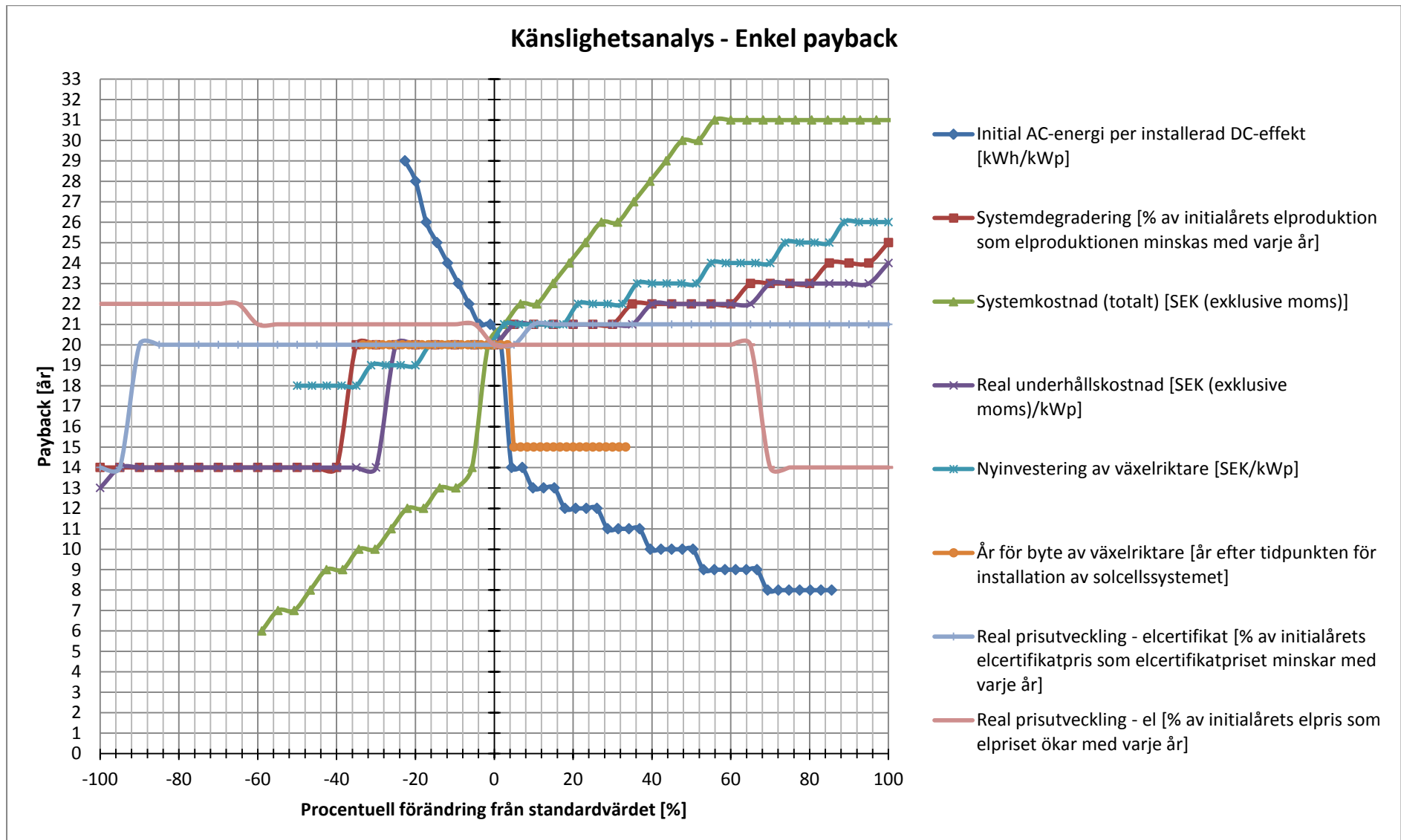
Kapitalvärdeskvoten beräknas genom att dividera kapitalvärdet (nettonuvärdet) med systemkostnaden. Av den anledningen skiljer sig parameterkänsligheten ej mellan kapitalvärdeskvoten och kapitalvärdesmetoden förutom gällande kurvan för systemkostnaden. Vid förändring av systemkostnaden ändras både täljaren (kapitalvärdet) och nämnaren i kapitalvärdeskvoten. Systemkostnaden uppvisar en icke-linjär kurva med avtagande branthet. Ju mer systemkostnaden ökar, desto mer olönsamt blir det men ökningstakten för olönsamheten avtar ju högre systemkostnaden blir, vilket här benämns avtagande marginalolönsamhet.

Antag att två aktörer studerar solcellssystemet i standardfallet, den ena aktören använder kapitalvärdesmetoden (aktör 1) och den andra kapitalvärdeskvoten (aktör 2). Dessa två aktörer kommer att påverkas olika av förhandlingar gällande systemkostnaden. För aktör 2 (som använder kapitalvärdeskvoten) och får erbjudande om en systemkostnad som är lägre än standardvärdet upplever att systemet plötsligt blev betydligt mer lönsamt än aktören som använder kapitalvärdesmetoden (i kapitalvärdesmetoden är känsligheten för systemkostnaden linjär). **Exempel:**

För **kapitalvärdeskvoten**: En minskning av systemkostnaden med 40% ger mer ”tillkommande lönsamhet” än vad en ökning av systemkostnaden med 40% ger ”tillkommande olönsamhet” eftersom kurvan är icke-linjär.

För **kapitalvärdesmetoden**: En minskning av systemkostnaden med 40% ger en ”tillkommande lönsamhet” av samma storleksordning som den ”tillkommande olönsamhet” som en ökning av systemkostnaden med 40% ger upphov till eftersom kurvan är linjär.

Användaren av kapitalvärdeskvoten reagerar därför troligtvis kraftigare vid förändringar i systemkostnaden jämfört med användare av kapitalvärdesmetoden.

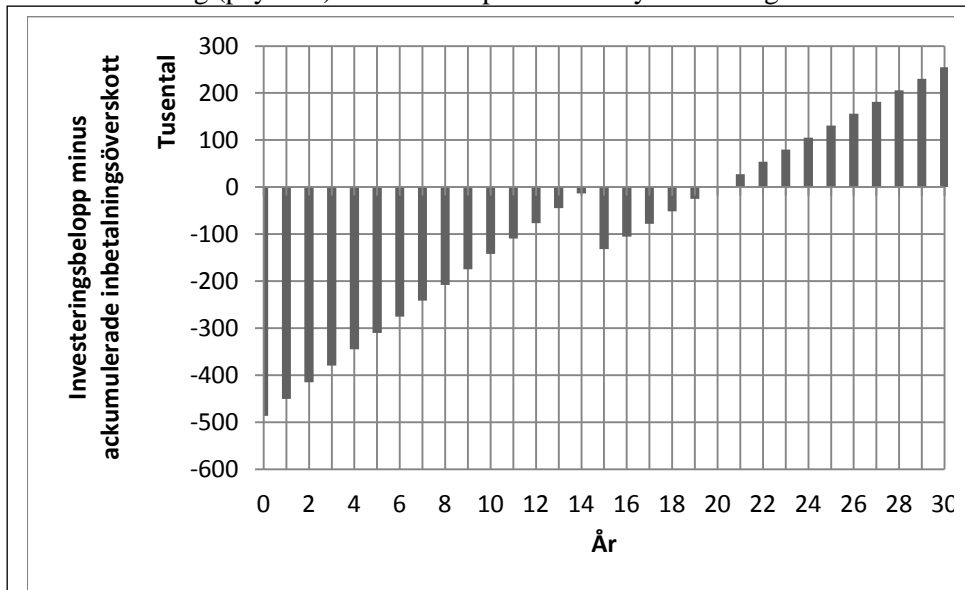


Figur 115 Enkel-payback som en funktion av avvikelse i procent från standardvärdet $[\Delta x/x]$. Återbetalningstid på 31 år innebär att återbetalning ej sker.

10.4.4 Enkel payback

Om antagandena i Tabell 46 accepteras blir paybacktiden (real) för solcellssystemet 20 år. I Figur 114 varierar parametrarna inom de intervall som finns angivna Tabell 46. Återbetalningstiden är hur lång tid det tar tills de ackumulerade inbetalningsöverskotten motsvarar grundinvesteringen. Den enkla paybackmetoden som används i detta fall är en real payback utan hänsyn till kalkylränta. Notera att om man använder nominella belopp blir paybacktiden kortare eftersom framtida betalningsflöden då får större siffervärden eftersom nominella belopp inkluderar inflationens effekt. Det är därför viktigt att man är tydlig med hur man definierar sin payback. Om man önskar att få investeringen att se lönsam ut bör man alltså använda sig av enkel nominell payback.

I Figur 115 visas den enkla paybackmetoden och endast hela årtal används varför en rad kurvor har trappliknande utseende. Om heltal ej hade använts skulle kurvorna bli mindre hackiga men fortfarande uppvisa tröskelbeteende kring standardvärdet. Figuren visar att det finns tydliga tröskeltendenser. Om full återbetalning (payback) sker före tidpunkten då nyinvesteringen av växelriktare äger rum blir

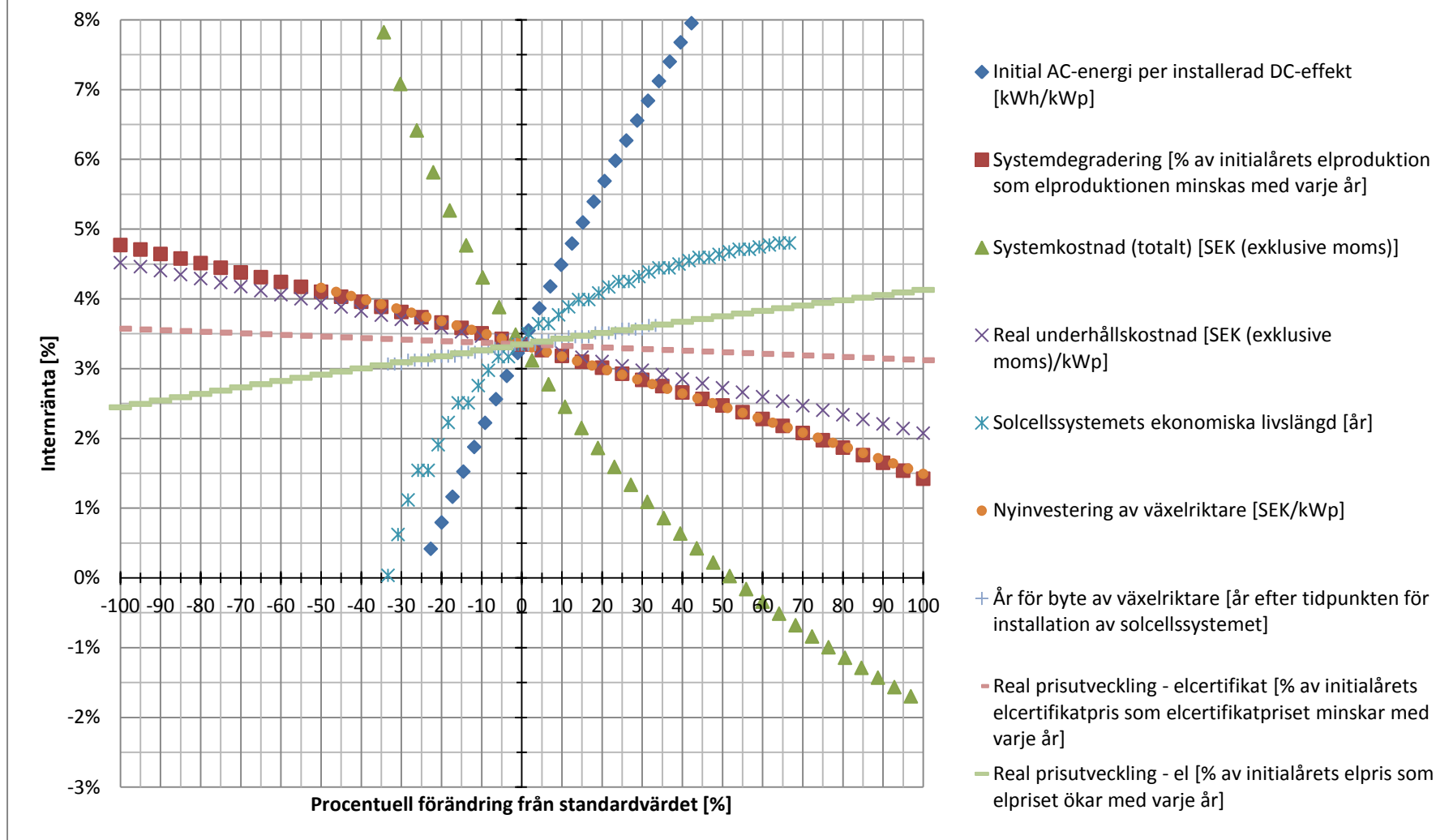


Figur 116 Investeringsbeloppet minus de ackumulerade inbetalningsöverskotten under investeringshorisonten där återbetalningstiden nås 20 år efter investeringen (enkel payback, real).

återbetalningstiden betydligt kortare än om full återbetalning ej uppnåtts eftersom en nyinvestering innebär en utbetalning och kräver efterföljande inbetalningar under en tid för att "neutralisera" utbetalningen. Systemkostnaden är den parameter som uppvisar störst intervall följt av initial AC-energi per installerad DC-effekt. De övriga

parametrarna visar också tydliga tröskeltendenser vid förändringar beroende på om nyinvesteringen av växelriktare hinner äga rum före full återbetalning skett eller ej. Parametern nyinvestering av växelriktare har ett trappliknande utseende eftersom ett lägre belopp innebär att framtida inbetalningar snabbare neutraliserar den utbetalning som en nyinvestering av en växelriktare innebär. Notera att parametrarna real kalkylränta och ekonomisk livslängd ej är med. Paybackmetoden tar nämligen inte hänsyn till händelser efter återbetalningstiden varför en längre ekonomisk livslängd ej påverkar resultatet så länge full återbetalning sker. Notera att en återbetalningstid om 31 år i figuren innebär att full återbetalning ej sker. Om en mer avancerad payback hade använts skulle återbetalningstiden naturligtvis bli längre, i detta fall skulle vid användandet av en sådan mer avancerad metod ej ge någon återbetalning överhuvudtaget. I Figur 116 visas investeringsbeloppet minus ackumulerade odiskonterade inbetalningsöverskott under investeringshorisonten på 30 år. Vid år 20 är investeringsbeloppet återbetalat enligt denna metod. År 15 sker en nyinvestering av växelriktaren varför ett hack uppstår i figuren detta år. Om exempelvis systemdegraderingen vore något lägre hade inbetalningsöverskotten ökat och återbetalningen skett år 14 eftersom det år 14 är nära att stapeln är noll, alltså att full återbetalning skett.

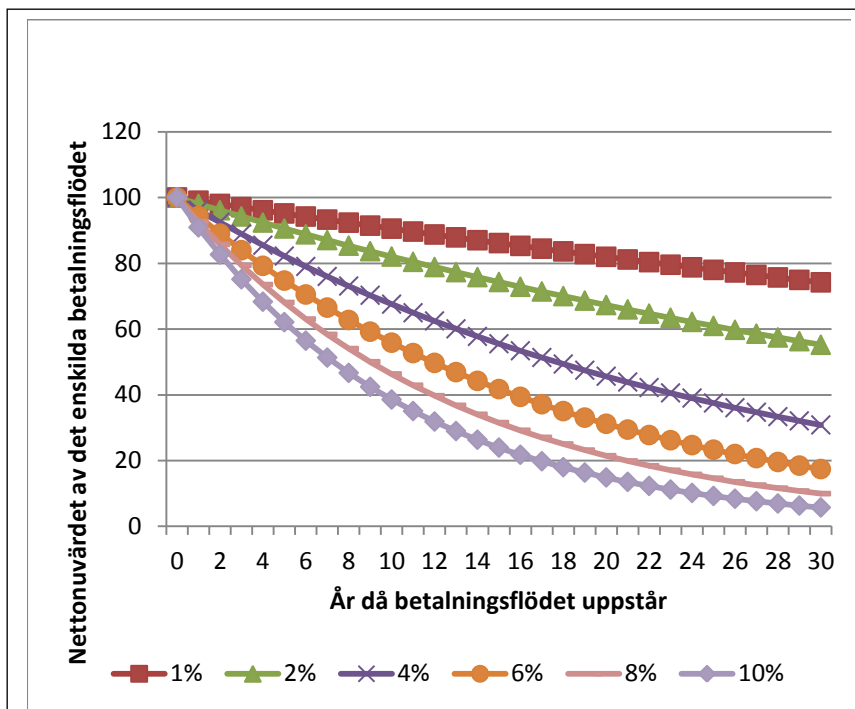
Känslighetsanalys - Internräntemetoden



Figur 117 Internräntan i procent som en funktion av avvikelse i procent från standardvärdet [$\Delta x/x$]

10.4.5 Internräntemetoden

Om antagandena i Tabell 46 accepteras blir internräntan för solcellssystemet 3,35%. I Figur 117



Figur 118 Nuvärdet av ett enskilt betalningsflöde vid olika tidpunkter och kalkylräntor. Den horisontella axeln visar året då betalningsflödet uppstår. Om det uppstår idag är det 100 SEK. Om ett betalningsflöde om 100SEK uppstår om 30 år och kalkylräntan är 6% är nuvärdet av de 100 kronorna under 20 SEK idag.

varieras parametrarna inom de intervall som finns angivna i Tabell 46. Internräntan är den kalkylränta som gör att kapitalvärdet blir noll och Figur 117 visar positiva värden för samtliga parametrar förutom för systemkostnaden när den överstiger standardvärdet med 55%. Känsligheten är som störst för systemkostnad, initial AC-energi per installerad DC-effekt, ekonomisk livslängd, systemdegradering och nyinvestering av växelriktare.

Både systemkostnad och ekonomisk livslängd uppvisar icke-linjära kurvor. Ju högre systemkostnaden blir desto mindre brant blir kurvan. Den ekonomiska livslängden har stor

betydelse för resultatet, en kort ekonomisk livslängd innebär att en låg internränta krävs för att de diskonterade inbetalningsöverskotten ska motsvara grundinvesteringen och ge ett kapitalvärde om noll. Är den ekonomiska livslängden lång kan en högre internränta ge kapitalvärdet noll. Ju längre den ekonomiska livslängden är desto mindre ökar internräntan. Ett givet inbetalningsöverskott ger ett allt mindre bidrag till lönsamheten eftersom tidpunkter så långt fram i tiden diskonteras kraftigt på grund av tidseffekten varför internräntan ökar allt mindre ju längre den ekonomiska livslängden är. Nuvärdet av ett inbetalningsöverskott som uppstår exempelvis år 30 är ju: beloppet/(1+internräntan)³⁰.

Tre parametrar, nyinvestering av växelriktare, underhållskostnader och systemdegradering uppvisar liknande känslighet. Den reala prisutvecklingen för elcertifikat har liten påverkan inom det valda intervallet. Lägg på minnet att elcertifikatprisets (liksom elprisets) utveckling är baserad på ett antagande om prisutvecklingen som bör undersökas närmare. Den reala prisutvecklingen för el påverkar i större utsträckning vilket är rimligt eftersom elpriset påverkar lönsamheten under hela projektets livslängd medan elcertifikat endast ges i 15 år och att värdet på den undvikta elkostnaden är av större storleksordning än ersättningen för elcertifikat.

Svagheter med internräntemetoden visar sig då realistiska internräntor nås, vid allt lägre systemkostnad stiger internräntan snabbt. Som nämnts i teoridelen är det inte alltid rimligt att anta att varje inbetalningsöverskott återinvesteras till internräntan då internräntan är realistiskt högt. Man kan exempelvis fråga sig om inbetalningsöverskott kan placeras till en ränta på exempelvis 8% eller mer. I teoridelen nämndes även att man bör använda sig av den modifierade internräntemetoden där man anger en ränta för placeringen av inbetalningsöverskott varefter den modifierade internräntan beräknas. Se Tabell 50 för en sammanfattning av resultaten i känslighetsanalysen.

Tabell 50 Sammanfattning av resultaten i standardfallet för de olika lönsamhetsmåten i känslighetsanalysen

Metod	Resultat utifrån antaganden
Kapitalvärde	-109 643 SEK
Kapitalvärdeskvot	-0,23 (enhetslös)
LCOE	1,49 SEK/kWh
Enkel payback	20 år
Avancerad payback	Full återbetalning sker ej
Internränta	3,35%

I Tabell 51 sammanfattas de olika metodernas parameterkänslighet. Att avgöra känsligheten är enkelt då parametern uppvisar ett linjärt beteende. I dessa fall kan funktionen som beskriver dess lutningskoefficienter enkelt tas fram med den inbyggda funktionen i Excel. I de fall då ett icke-linjärt beteende existerar är det svårare att jämföra dess känslighet med de andra på ett generellt plan eftersom icke-linjärt beteende innebär att känsligheten är olika beroende på inom vilket intervall parametern ändras. Exempelvis är parametern ekonomisk livslängd i standardfallet, internräntemetoden, positiva påverkan på resultatet är relativt sett liten mellan +40 och +50% medan resultatet påverkas kraftigt negativt inom intervallet -20 till -30%. Förändringshastigheten, alltså derivatan, är icke-konstant för en icke-linjär parameter till skillnad från de linjära parametrarna. Ett sätt att beskriva dessa är att beräkna derivatan på vissa givna punkter.

Lista över parametrars känslighet vid olika kalkylräntor kan användas för att avgöra hur känsliga olika aktörer är för förändringar av parametrar givet ett visst standardsolcellssystem.

Tabell 51 Sammanfattning av de olika metodernas parameterkänslighet

Metod	Icke-linjära parametrar	Mest parameterkänslig vid +/- 20%	Minst parameterkänslig	Kommentar
LCOE	Initial AC-energi per installerad DC-effekt och solcellssystemets ekonomiska livslängd	Initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemkostnad, real kalkylränta	Elcertifikatets prisutveckling, år för byte av växelriktare	Elpriset inkluderas ej, momsatsen har inkluderats till skillnad från de andra metoderna.
Kapitalvärdesmetoden	Real kalkylränta, ekonomisk livslängd	Initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemkostnad, real kalkylränta	Elcertifikatets prisutveckling, real underhållskostnad, elprisets utveckling	
Kapitalkvotsmetoden	Systemkostnad, real kalkylränta, ekonomisk livslängd	Systemkostnad, Initial AC-energi per installerad DC-effekt, real kalkylränta	Elcertifikatets prisutveckling, Elprisets utveckling, real underhållskostnad	Uppvisar samma parameterkänslighet som kapitalvärdesmetoden med undantag för systemkostnaden.
Enkel payback (real)	Ej applicerbart: metoden uppvisar tröskelbeteende	Systemkostnad, Initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemdegradering	År för byte av växelriktare (5 år), Elcertifikatets prisutveckling (8 år)	Graden av känslighet uppskattas här som spannet mellan högsta och lägsta paybacktiden som en parameter uppvisar. Om man ser till max +/- 60% från parametrarnas standardvärde blir bilden annorlunda.
Internräntemetoden	Ekonomisk livslängd, systemkostnad	Initial AC-energi per installerad DC-effekt, systemkostnad, ekonomisk livslängd	Elcertifikatets prisutveckling, Elprisets utveckling, år för byte av växelriktare	Antagandet i internräntemetoden bygger på att inbetalningsöverskott kan placeras med en avkastning motsvarande internräntan. Orimliga internräntor kan uppnås.

10.5 Diskussion

10.5.1 Om antagandena - parametrar

Generellt skulle flera datakällor behövas för värdena i Tabell 46 för att visa på att de valda värdena är representativa. De energimässiga prestandavärdena kommer från en simulering vars värden är specifika för det undersökta solcellssystemet. Även momsatsen och den reala kalkylräntan är specifika och aktuella. Andra värden som exempelvis system- och nyinvesteringskostnaden är schablonbelopp som är generella varför mer precisa kostnadsuppgifter behövs som är specifika, relevanta i tiden och relevanta för den plats solcellssystemet avses installeras. Vid en offertförfrågan bör det material som behövs i beräkningsmodellen inkluderas för att investeraren på ett oberoende sätt ska kunna bestämma det offererade solcellssystemets lönsamhet. Viktigt att poängtera är att slutsatser kring lönsamhet som görs i denna rapport inte ska likställas med en bedömning av lönsamheten för solcellssystem på det generella planet eftersom det är ett specifikt solcellssystem som undersöks.

Beräkningsmodellen kan dock enkelt användas för att undersöka lönsamheten för solcellssystem på det generella planet om generella data matas in. Mer om detta längre fram.

Solcellssystem minskar investerarens elkostnader och värdet på den producerade solcellselen är den undvikta kostnaden för el, den el som annars hade behövts köpas från elnätet. Värdet på den undvikta elen är naturligtvis beroende av vilket typ av abonnemang man har. Har man ett fast abonnemang är värdet på en sparad kWh el samma på vintern som på sommaren. Har man rörligt abonnemang är traditionellt elpriset lägre på sommaren jämfört med på vintern varför en sparad kWh på vintern är generellt sett mer värd än en kWh på sommaren. Har man timabonnemang är en undvikta kWh mer värd vissa tider på dygnet (se exempelvis Nordpol Spot) jämfört med andra. För att ge en exakt bild av värdet på den undvikta elen vid rörligt elabonnemang kan man exempelvis multiplicera den modellerade produktionen av solcellsel för varje enskild månad med elpriset den månaden, summera produkterna och dividera med den årliga produktionen av solcellsel. Att likställa det årliga genomsnittliga elpriset med värdet på den undvikta solcellselen kan alltså vara direkt felaktigt om man har ett abonnemang som inte är fast, man bör alltså använda ett viktat elpris. Detta kan innebära att det är svårt att avgöra huruvida LCOE-värdet visar på lönsamhet eller ej om man exempelvis har rörligt abonnemang och därmed behöver beräkna det viktade elpriset för solcellsel. I detta fall är elpriset ett schablonvärde som investeraren använder sig av eftersom data över fastighetens elkostnader ej kunde tillhandahållas för en tillräckligt lång tidsperiod för att tillåta beräkningar. Värdet på den undvikta kostnaden för el från nätet bör därmed undersökas närmare för att garantera korrekt data. Det är endast värdeökningen på den undvikta elkostnaden som undersökts i känslighetsanalysen, ingen parameterkänslighetsanalys görs för värdet på den undvikta elkostnaden vid startåret eftersom det värdet antas vara beräknat för den specifika byggnaden.

Elcertifikatpriset i investeringskalkylen bör bygga på solida prognoser över framtidens elcertifikatpris, samma sak gäller elprisets utveckling. Att korrekt bestämma denna parameter är svårare än de övriga att approximeras på egen hand. Dock finns modelleringar av elcertifikatpriset och elpriset att tillgå. Parameterkänsligheten kan därför avvika betydligt från den i figuren om en annan funktion för elcertifikat- och elprisets utveckling används. Speciellt viktigt är att elprisets utveckling är korrekt eftersom solcellssystemet kommer att minska köp av el från elnätet under potentiellt 30 år. Om elpriset ökar snabbare än förväntat kommer lönsamheten naturligtvis vara högre och omvänt om elpriset inte ökar så snabbt som förväntat kan lönsamheten vara lägre än beräknat.

Värdet på den undvikta kostnaden för el i investeringskalkylen antas utvecklas på samma sätt som den modellering av råkraftsprisets utveckling som beskrivs i antagandena. Antagandena om elprisets utveckling i beräkningsmodellen förutsätter att elprisets säsongsmässiga variation är konstant över tiden, att prisökningstakten är lika för samtliga månader. Om exempelvis elpriset på sommaren i själva verket ökar snabbare än elpriset på vintern kan man tänka sig att värdet på en undvikta elen som ett solcellssystem ger upphov till ökar snabbare än den genomsnittliga elprisökningen eftersom solcellssystem producerar som mest under mitten av året. Råkraftsdelen är dock endast en komponent av elpriset som en kommersiell aktör betalar för. Till denna tillkommer påslag, exempelvis:

- Elcertifikat
- Elhandelsföretagets påslag (elhandelsföretaget köper elen av elproducenten för råkraftspriset)
- Elnätsavgifter per levererad kWh el
- Elskatt per kWh

Andra delar av elpriset kan tänkas förändras över tiden, som exempelvis ökade elnätsavgifter i takt med ökade investeringsbehov i elnätet. Dock regleras elnätsavgifterna av Energimarknadsinspektionen (EI) eftersom elnätsmarknaden bygger på naturliga monopol och ökningen kan antas vara begränsad, se avsnitt 10.1.2.2. Antagandet om att ingen överskottsproduktion sker skulle kunna verifieras om det fanns tillgång på data om effektanvändningen av högre upplösning än på månadsbasis alternativt om data från jämförbara fastigheter används. Om överskottsproduktion kommer matas in på elnätet är inte investeringsbedömningen korrekt eftersom ersättningen vid utmatning av el skiljer sig från värdet på den undvikta elkostnaden. Av den anledningen vore det önskvärt att få tillgång till fastighetens effektanvändning med hög upplösning för att undersöka om solcellssystemets elproduktion kan överstiga fastighetens elanvändning vid något tillfälle. Nyinvestering av växelriktare som används i

kalkylen bör avspegla kostnaden för investeraren vid tidpunkten då nyinvesteringen av växelriktaren/-na görs, inte dagens kostnad. Globalt pekar trenden mot lägre priser på växelriktare varför det reala priset på växelriktare kan behöva undersökas närmare för att utreda om det använda värdet kan anses vara representativt för det reala priset på växelriktare om 15 år, se avsnitt 10.1.1.5. Eftersom parametrarna interagerar med varandra är det lämpligt att presentera känslighetsanalysen med värden på parametrarna som avspeglar de förhållanden som kommer råda vid investeringen. Exempelvis skiljer sig känsligheten mellan de två fallen då känslighetsanalysen visas utan hänsyn till det statliga solcellsstödet jämfört med om det tas med. Av den anledningen angavs systemkostnaden inklusive den statliga subventionen, alltså 35% lägre systemkostnad än den antagna systemkostnaden för ett nyckelfärdigt solcellssystem.

10.5.2 Användningsområden för känslighetsanalysen

Den avsedda målgruppen för denna rapport är investerare av solenergisystem på kontors- och flerbostadsbyggnader. Andra investerare kan dock enkelt justera parametrarna för att återspegla förhållanden som gäller för andra typer av målgrupper. Användningsområden för beräkningsmodellen kan inkludera möjlighet att utifrån offertunderlag avgöra lönsamheten för en investering i ett solcellssystem på ett oberoende sätt. Dessutom kan investeraren jämföra solcellssystem utifrån offerter. Man kan få svar på frågor som: vilket solcellssystem är att föredra om energiprestandan, systemkostnaden och andra faktorer som effektgarantin på solcellsmodulen skiljer sig mellan solcellssystemen i offerterna? Beräkningsmodellen kan även användas för att undersöka lönsamheten för solcellssystem på ett mer generellt plan genom att använda generella data.

Ponera att ett företag utifrån en offert har fått information om energiprestanda för en framtida investering i ett solcellssystem men väljer att inte investera eftersom investeringskalkylen inte når upp till ett förutbestämt tröskelvärde kopplat till det investeringsmått som aktören använder sig av. En figur över parameterkänsligheten för det mått aktören använder sig av kan därmed användas för att söka efter hur mycket en parameter måste ändras för att tröskelvärdet ska nås, exempelvis hur mycket systemkostnaden måste sjunka (alla andra variabler antas vara konstanta) för att nå till tröskelvärdet. Förutom att söka parametern grafiskt kan naturligtvis den inbyggda ”solvern” i Excel (”målsökaren”) söka efter värdet på en parameter som ger det värde på lönsamhetsmättet man kräver. Även funktionen ”problemlösaren” i Excel kan användas för att söka efter värden på flera parametrar som ger det värde på lönsamhetsmättet man önskar där begränsningar för parametrarna som söks även kan anges. Utifrån kunskapen kan man därefter ge solcellsconsulten de värden som krävs för att investeringen ska bli intressant och be denne återkomma med en ny offert när de önskade tröskelvärdena möts.

Ett klassiskt användningsområde för känslighetsanalyser är att avgöra vilka parametrar som är extra viktiga att bestämma korrekt. Känslighetsanalysen visar därför prioriteringsordningen vid sökandet efter korrekta data att använda sig av i investeringskalkylen. Figurerna för de olika lönsamhetsmåttens visar även vilka parametrar som är viktigast att hålla koll på om man inte är beredd att investera idag och i vilken utsträckning olika parametrar måste ändras för att nå ett önskat värde.

Beräkningsmodellen och denna rapport kan även ge uppslag för investerare som idag endast har ett mått på lönsamhet att tänka över möjligheter att komplettera nuvarande investeringskalkyler med ytterligare lönsamhetsmått för att minska risken att bli ensidigt påverkad av lönsamhetsmättets inneboende parameterkänslighet. Att endast använda ett lönsamhetsmått kan innebära att man får ett snävt synsätt där man bortser från parametrar som är viktiga i andra lönsamhetsmått.

Beräkningsmodellens figurer kan även användas som underlag för att öppna upp för diskussion av vilken kalkylränta som man använder sig av och om den möjligtvis behöver revideras eller uppdateras eftersom det är en viktig parameter i beräkningen av lönsamhet för flera lönsamhetsmått.

Ytterligare exempel på tillämpningar av beräkningsmodellen är att visa hur barriärer ger upphov till förändringar i olika lönsamhetsmått, exempelvis restriktioner gällande utformningen av solcellssystemet, och därmed möjliggörs kvantifiering av barriärer i lönsamhetsmässiga termer. Man kan exempelvis tänka sig att man visar hur en ökning av solcellsmarknadens mognadsgrad i Sverige i sig kan påverka systemkostnaden och därmed lönsamheten. Hur skulle förändringar i marknadens

mognadsgrad som i sin tur påverkar mjuka kostnader som exempelvis overheadkostnader och tillståndsprocesser i slutändan påverka lönsamheten för investeraren?

Olika aktörer har olika mycket inflytande över de olika parametrarna. Det är upp till investeraren att beräkna sin kalkylränta, och det finns flera sätt att göra detta på. Solcellskonsulten som utformar solcellssystem kan genom sin expertis i viss mån påverka initial AC-energi per installerad DC-effekt på en given plats genom exempelvis materialval och systemutformning (exempelvis lutningsvinkel) alternativt föreslå en plats med bättre förutsättningar att producera energi. Solcellskonsultens materialval kan också ha påverkan på systemdegradering, underhållskostnad, (teknisk) livslängd och år för byte av växelriktare. Omvärldsfaktorer som teknikutvecklingen påverkar också utbudet av material som solcellskonsulten kan använda sig av. Systemkostnaden, underhållskostnaden och nyinvesteringskostnaden för växelriktare påverkas av många faktorer som bland annat val av solcellssystem, solcellsstöd, marknadens mognadsgrad, omvärldsfaktorer som den allmänna prisutvecklingen, tullar och andra aspekter. Elcertifikatpriset och elpriset påverkas av omvärldsfaktorer som utvecklingen av energisystemet. Genom att jämföra lönsamhetsmåttens känslighet för olika parametrar kan man också i viss mån avgöra vilka aktörer som är mest inflytelserika över lönsamheten.

Då parametrar som ingår i lönsamhetsmättet ändras med tiden, exempelvis systemkostnaden som antas sjunka generellt med tiden, kan valet av lönsamhetsmått påverka hur länge man väntar med att investera, förutsatt att investeringskalkylen helt ligger till grund för beslut vilket dock ej nödvändigtvis är fallet. Använder investeraren ett mått som är mindre känsligt för exempelvis systemkostnaden kan investeraren potentiellt kräva en systemkostnad som väsentligt skiljer sig från investerare som använder mått som är mer känsliga för investeringsbeloppet. Andra aktörer än själva investeraren kan dra nytta av kunskap om lönsamhetsmått. Om man som solcellskonsult vet vilket lönsamhetsmått en kund använder kan kunskapen om lönsamhetsmåttens parameterkänslighet användas för att avgöra hur deras kunder påverkas av olika offerter och vilka egenskaper i offerten man ska pusha för. På så sätt kan man potentiellt bättre anpassa sina erbjudanden beroende på kundens lönsamhetsmått. Solcellskonsulter kan även använda beräkningsmodellen för att göra avvägningar mellan energi- och kostnadsprestanda vid systemutformningen. Solcellskonsulten kan därmed svara på frågor som: hur mycket kan jag underdimensionera min växelriktare till förmån för lägre systemkostnad utan att ge avkall på lönsamheten?

Kunskap om lönsamhetsmåttens kan användas inom politiken för att avgöra hur olika aktörer skulle påverkas av olika incitament. Olika grupper av aktörer använder potentiellt olika lönsamhetsmått och påverkas därmed olika av politiska incitament. Dock skulle förslag som nämns nedan behövas för att på ett mer jämförbart sätt ange den relativa känsligheten mellan olika lönsamhetsmått. I denna rapport ligger fokus på känsligheten inom lönsamhetsmått. Man kan exempelvis då avgöra vilken relativ effekt en sänkning av solcellsstödet från tidigare 45% till 35% år 2013 påverkar vissa aktörer relativt andra aktörer. Vid en utveckling av beräkningsmodellen som exempelvis inkluderar lånebaserade investeringar kan ytterligare parametrar undersökas. Dock är det inte säkert att investeraren använder sig av den detaljeringsgrad som denna beräkningsmodell bygger på men å andra sidan kan man utelämna data i beräkningsmodellen och därmed förenkla den. Med hjälp av känslighetsanalysens figurer kan man avgöra hur olika aktörer skulle påverkas av förändringar i parametrar. Aktörens uppfattning om hur viktiga förändringar i parametrar är beror på vilket lönsamhetsmått man använder sig av, att den ekonomiska livslängden ökar i takt med teknikutvecklingen fångas exempelvis inte upp av aktörer som använder paybackmetoden. Aktörer som använder kapitalvärdeskvot är mer känsliga för förändringar i systemkostnad jämfört med aktörer som använder kapitalvärdesmetoden etcetera.

Kontraktsmässigt är det viktigt att ett solcellssystem håller vad det lovar och att det finns en ansvarsfördelning när problem uppstår för att säkerställa att den beräknade lönsamheten representerar lönsamheten i verkligheten. Kunskapen från lönsamhetsbedömningarna visar exempelvis att energimässig prestanda kan starkt påverka lönsamheten varför det är extra viktigt att säkerställa att den upprätthålls under hela investeringshorisonten vid ingående avtal. Att uppföljning av den energimässiga prestandan görs är därför extra viktigt, det finns en rad tekniska lösningar för detta. Att dessutom inkludera en maximalt tillåten systemdegradering i kontraktet med leverantören av

solcellssystemet för att även försäkra sig om att den utlovade energiproduktionen uppnås i verkligheten kan vara en god idé. I en utveckling av beräkningsmodellen vore det intressant att inkludera en systemdegradering som är icke-linjär, exempelvis den stegvisa effektgarantin som nämns i avsnitt 8.4.3.7. Solcellsmodulen i simuleringen i avsnitt 0 har en icke-linjär effektgaranti, dock har en linjär systemdegradering använts i känslighetsanalysen. I denna rapport inkluderas alltså inte icke-linjär systemdegradering men det faktum att energiproduktionen kan minska till 80% av utlovad effekt år 11 kan antas slå hårt mot lönsamheten i projektet om man antar de allra värsta scenarierna. Vad som är en trolig systemdegradering för ett verkligt system är en annan fråga. Man bör därför inte avvisa systemdegraderingen som en mindre viktig parameter utifrån resultaten i denna rapport eftersom ett val av ett solcellssystem med icke-linjär degradering potentiellt kan slå hårt mot lönsamheten. Därför bör denna parameter undersökas närmare. Den linjära systemdegraderingen har uppenbarligen en påverkan på lönsamhetsmått och det är viktigt att veta att även om systemdegraderingen är sämre än vad effektgarantin utlovar kan man omöjligen veta vilken storleksordning den har om man saknar uppföljning av energiproduktionen under investeringshorisonten. Vem ska betala om underhållskostnaderna skjuter i höjden för att systemet går sönder och energiproduktion går förlorad? Vem ska garantera att den utlovade energiproduktionen levereras och vem är ansvarig för följderna om den inte gör det? Frågor som rör kontrakt bör inkludera alla aspekter av solcellssystemets prestanda under investeringshorisonten på 30 år och därför bör sådana aspekter undersökas närmare om dessa inte redan är inkluderade i de avtal som investeraren avser ingå i. Riskaspekter är alltså ytterligare en aspekt värd att undersöka närmare. En god anledning till att hålla koll på energiprestandan under hela livslängden är att det kan vara svårt för investeraren att veta om den systemutformning som solcellskonsulten erbjuder är den bästa tänkbara på platsen. Risken finns att en oseriös aktör väljer att sätta upp så många solcellsmoduler som möjligt på ett sätt som inte maximerar lönsamheten för investeraren, exempelvis genom att sätta lutade solcellsmoduler för tätt inpå varandra som skapar egenskuggning och sämre energiprestanda. Genom att bestämma ett minsta performance ratio (PR) på förhand kan man komma åt sådana problem i viss mån eftersom ett högt PR innebär mindre energiförluster i förhållande till de solenergiressurser som finns i solcellsmodulens plan. Om exempelvis solcellsmodulerna står alldeles för tätt skulle PR påverkas negativt. Dock bör man hålla koll på kWh/kWp också (vilket är täljaren i beräkningen av PR) eftersom ett system med högt PR visserligen använder de solenergiressurser det har på ett effektivt sätt, men energiproduktionen kan vara låg ändå i jämförelse med en alternativ systemutformning om orienterings- och lutningsvinklar inte är optimala.

Man ska inte glömma bort att lönsamheten beror på hur mycket energi varje installerad watt kan åstadkomma. Förutom solcellskonsultens skicklighet vid utformningen kan exempelvis två moduler med samma nominella effekt från olika tillverkare med identiska omgivande förutsättningar prestera olika rent energimässigt. Sämre energiprestanda för den ena modulen kan bero på högre systemdegradering (jämför med effektgarantier), sämre lågljusbeteende, en högre temperaturkoefficient för effekten och en sämre effekttolerans. Det kan även handla om driftavbrott om moduler behöver bytas, att växelriktaren behöver bytas ofta eller andra orsaker. Av den anledningen det inte nödvändigtvis positivt att välja en modul med lägre systemkostnad jämfört med standardalternativet om det billigare alternativet har sämre kvalitet. Dock har det visats i känslighetsanalysen att en lägre systemkostnad ökar lönsamheten så länge övriga parametrar inte neutraliserar den lägre systemkostnadens positiva påverkan på lönsamhetsmättet. En sjunkande systemkostnad är naturligtvis positivt för investeraren ur ett rent kalkylmässigt perspektiv förutsatt konstant kvalitet, det vill säga att övriga parametrar inte försämras.

I media finns exempel på lönsamhetsbedömningar som helt, eller delvis utelämnar antaganden och de källor som kan styrka antagandena. Dessutom anges oftast lönsamheten som en siffra vilket kan ge det felaktiga intrycket av att lönsamheten är fixt. Risker finns att investeringskalkyler används i syfte att främja sin egen agenda. Investeringskalkyler kräver nämligen viss kunskap för att förstå och utan kunskap kan man lätt ledas att tro på oseriösa budskap eftersom investeringskalkyler helt är beroende av antagandena de bygger på. Ett solcellssystem kan både vara ”lönsamt” och ”olönsamt” samtidigt beroende på vilka antaganden man gör.

De figurer som används i känslighetsanalysen kan vara svåra att förstå eftersom procentuell avvikelse från standardvärde används på den horisontella axeln. Dock kan man enkelt ta fram figurer för varje parameter där den horisontella axeln istället visar absolutvärdet för parametern, exempelvis antal kronor för parametern systemkostnad.

10.5.3 Investeringskalkylen - en del av en helhetsbedömning

Som nämnts i avsnitt 6.1 är en investeringskalkyl en del av en mer holistisk bedömning av investeringen. Ökade investeringar i solcellssystem kan även ses i ljuset av den gröna attitydförändring som samhället genomgår med ett uppsving för miljömässiga handlingar. Investeringskalkylens resultat kan övertrumpas av symboliken av investeringen och förutom dess direkta effekter även dess indirekta positiva effekter. Indirekta effekter fångas inte upp i investeringskalkylen som exempelvis investeringens påverkan på investerarens anseende och attraktivitet. Solcellssystem kan bland annat användas i marknadsföringssyfte genom att associera något synligt och uppenbart önskvärt med investerarens företagsnamn. I avsnitt 8.1 noterades att det finns en rad värden med solcellssystem, många av dessa har inte tagits med i investeringskalkylen. Kanske kan en investering inte nå upp till lönsamhetskrav på pappret men i förlängningen kan den vara mycket lönsamt om det attraherar kunder/hyresgäster som själva har krav eller intresse av att leverantörskedjan har miljöprofil, att företagets anseende ökar, att företagets uppmärksammas för sin symbolhandling där man visar sig villig att ta egna miljöfrämjande initiativ som inte omfattas av lagens krav utan görs frivilligt. Fördelar som nämns i avsnitt 8.1 inkluderar bland annat det faktum att solcellssystem är en form av energiförsäkring. Man är i princip garanterad en viss mängd el varje år (förutsatt att solcellssystemet presterar som beräknat) vilket kan ge en viss känsla av trygghet inför framtiden eftersom det ligger i elprisets natur att elpriset fluktuerar. Man kan tänka sig att man som investerare är villig att betala ett premium för att ha bättre koll på framtida energikostnader eller åtminstone minska exponeringen mot fluktuerande elpriser. En hyresgäst kan genom att uppehålla sig i en lokal på vilken ett solcellssystem finns installerat få del av den positiva association som många svenskar verkar ha till solenergi. Trender som CSR (Corporate Social Responsibility) och en vidgad syn kring hållbarhet i företags värdeskapande verksamhet kan möjligtvis också vara en bidragande orsak till att man väljer att investera i solcellssystem. I avsnitt 8.1 gavs några exempel på motiv, en mer omfattande syn på investerarens motiv hamnar dock utanför rapportens omfång varför ovanstående motiv är spekulativa. Oavsett motiv kan man anta att en investeringskalkyl görs och en investeringskalkyl ger alltid möjlighet att välja det bästa alternativet av de möjliga investeringsalternativen i solcellssystem.

Det faktum att flera lönsamhetsmått inkluderas i beräkningsmodellen kan göra att uppfattningen om lönsamhet blir mer tvetydlig eftersom man kan se på lönsamheten från olika synvinklar med de olika metoderna. Att en investerare använder sig av flera mått riskerar att göra budskapet mer tvetydligt varför man kanske väljer att avstå från investering. Det är dock inte avsikten med beräkningsmodellen men risken föreligger dock om en investerare presenteras med för stora mängder beslutsmaterial som av sin natur kan upplevas som att stå i konflikt med varandra. Man kan exempelvis ha en payback på 20 år men ett negativt kapitalvärde.

10.5.4 Känslighetsanalysen kan göras mer avancerad

Att inkludera företagets möjlighet att göra avskrivningar av investeringen vore en naturlig utökning av känslighetsanalysen eftersom företag har den möjligheten. Avsnitt 6.3 diskuteras skatteeffekter i investeringskalkylen, bland annat att om ett företag går med vinst kan avskrivningen av solcellssystemen användas för att minska vinsten före skatt. Det finns även exempel i den internationella litteraturen där avskrivning inkluderas vid investeringskalkyler för solcellssystem inklusive lånefinansierad investering där amortering och räntebetalning avviker från kalkylräntan och företagets skattesats används.

I ovanstående känslighetsanalys visas endast vad som kan inträffa om variablerna avviker från standardvärdet och inte hur sannolikt det är att det faktiskt händer. Monte Carlo-analys utgår från en sannolikhetsdistribution av de ingående variablerna och visar den resulterande sannolikhetsdistributionen för lönsamhetsmålet. Vid bedömning av risker i investeringen bör en Monte-Carloanalys användas. Att inkludera riskfaktorer utifrån data från befintliga solcellssystem som hur vanligt det är att solcellssystem går sönder och under perioder inte producerar något alls på grund

av tekniska fel vore också en viktig aspekt att undersöka, speciellt eftersom kvalitén hos ett solcellssystem är avgörande för lönsamheten men inte fångas upp mer än i antagandena. Man kan tänka sig att det finns risk att systemet går sönder varför energiproduktionen då påverkas kraftigt och även lönsamheten. Att systemkostnaden sjunker är endast positivt om kvalitén är konstant eller ökar i takt med sjunkande systemkostnad.

I en utveckling av beräkningsmodellen kan man exempelvis lägga till fler parametrar, exempelvis parametrar som rör finansieringen som lån, handpenning, avbetalning och räntor. Man kan exempelvis undersöka hur olika lånevillkor slår mot olika lönsamhetsmått och avgöra långgivares inflytande på aktörer som har olika lönsamhetsmått.

Trots att elpriset inte visar sig vara den mest känsliga parametern i någon av känslighetsanalysen är detta en viktig parameter att undersöka närmare eftersom den helt är baserad på prognoser om framtiden varför den av naturliga skäl är svår att ange exakt. Denna fluktuation vore intressant att undersöka närmare för att se hur olika antaganden om framtiden kan påverka lönsamhetsbedömningarna. Elpriset varierar också kraftigt mellan åren vilken inte tas i beaktning i beräkningsmodellen. Elprisets utveckling är inte heller linjär över tid, istället för att använda en linjär ökning av elpriset kan man använda sig av de fyra scenarierna som visas i avsnitt 10.1.2.2 om elprisets utveckling eller andra alternativa scenarier. Elprisets framtida utveckling bedöms vara en av de viktigaste parametrarna att undersöka närmare i fortsatt arbete. Ett alternativ hade varit att titta på historiska data, framförallt för den specifika fastigheten. Det hade gett en fingervisning om tidigare utveckling, dock är extrapolering av historiska data bara ett sätt att prognostisera framtiden och inte nödvändigtvis mer korrekt än att använda prognoser. Elpriset är svårt att bestämma eftersom framtiden är osviss och därmed är det naturligtvis svårt att bestämma korrekta data. Om man exempelvis anger att elpriset kommer öka än mer dramatiskt än i denna investeringskalkyl kan intrycket av solcellssystemets lönsamhet snabbt förbättras. Antagandet i denna känslighetsanalys bygger på ett lågt intervall, mellan 0 till 1,5% av initialårets elpris ökar elpriset med varje år, linjärt i reala termer. Standardvärdet är satt till 0,75%. Om man hade valt ett högre standardvärde och ett större intervall för elprisets utveckling hade det naturligtvis visat att elpriset är en känslig parameter. Om man exempelvis valt 5% som standardvärde och tittat på intervallet 0-10% hade man med största sannolikhet märkt att elpriset har stor inverkan.

Som tidigare poängterats är en parameters känslighet beroende av värdena på andra parametrar. Om flera parametrar ändras är det av intresse att veta hur dessa påverkar varandra om man har för avsikt att avgöra hur en aktör väntas påverkas då fler än en parameter förändras, exempelvis om kalkylräntan beräknas revideras ner medan systemkostnaden faller. Ett förslag är därför att undersöka hur parametrar interagerar närmare. Det har redan visats i denna rapport att en ökad moms sats kan både förbättra och försämra lönsamheten. Ökad detaljeringsgrad kring prisutvecklingen av växelriktare och därmed nyinvesteringskostnaden 15 år framåt kan inkluderas. En låg kalkylränta gör att händelser långt fram i tiden får större påverkan på slutresultatet, exempelvis antagandet om solcellssystemets livslängd och nyinvesteringen av växelriktaren.

I avsnitt 10.5.5 sammanfattas ovanstående förslag på utökad omfattning av känslighetsanalysen inklusive förslag på källor för dessa. I avsnitt 0 diskuteras även resultaten från denna känslighetsanalys.

10.5.5 Möjligheter till utökning av känslighetsanalysen

Nedan ges exempel på sätt att öka omfattningen av känslighetsanalysen. Exempel på frågor som avses besvaras ges även.

Parametrar – ökad exakthet

- Infoga olika scenarier för elprisets och elcertifikatprisets utveckling baserat på exempelvis (Profu, 2012) och (Energimyndigheten, 2011C)
- Inkludera analys av icke-linjär degradering eftersom det finns olika typer av effektgarantier för solcellsmoduler.

- Inkludera en elprisutveckling som har en trendkomponent samt en slumpmässig komponent kring trenden för att inkludera det faktum att historiskt sett har elpriset inte ökat linjärt utan trendmässigt där stor skillnad uppvisas från år till år. Samma sak gällande elcertifikatpriset.

Parametrar – utökat antal

- Inkludera riskfaktorer utifrån data från befintliga solcellssystem som hur vanligt det är att solcellssystem går sönder och under perioder inte producerar något alls på grund av exempelvis tekniska fel.
- Hänsyn till alternativa finansieringslösningar med olika kontantinsats, amortering, räntebetalning vars ränta avviker från kalkylräntan.
- Olika elabonnemangs påverkan på lönsamheten för solcellssystem, exempelvis effektavgifter och fast/rörligt elabonnemang, se (Mills, et al., 2008).

Metoder – kalkylmetoder och riskanalys

- Inkludera en sannolikhetsfördelning för parametrarna och lönsamhetsmålet: Monte Carlo-analys. Se (Darling, et al., 2011).
- Hänsyn till skatt utifrån företagets förutsättningar gällande exempelvis avskrivning, se exempelvis (Drury, et al., 2011)
- Inkludera flera lönsamhetsmetoder, exempelvis tillväxträntemetoden, annuitetsmetoden och nominell enkel payback.
- Analys av hur överproduktion skulle påverka lönsamheten vid frånvaro av nettodebitering samt olika former av nettodebitering.
- Simulera utvecklingen av nyckelparametrar för att avgöra optimal tidpunkt för investering. Se exempelvis (Beliën, et al., 2013)
- Ta fram parametrarnas lutningskoefficienter i den sammanfattande tabellen.
- Översätta de olika lönsamhetsmåttens enheter till ett jämförbart värde för att undersöka den relativa känsligheten mellan olika lönsamhetsmått, se exempelvis (Drury, et al., 2011)
- Lägg till en lodrät axel som även visar procentuell avvikelse från lönsamhetsmåttets standardresultat.
- Undersöka hur de olika sätten att presentera lönsamhet påverkar uppfattningen om lönsamhet med hjälp av lärdomar från beteendekonometri och psykologi.

Solcellsmarknaden i allmänhet

- Skapa kostnadsfunktion där fasta kostnader och rörliga kostnader är inkluderade för solcellskonsulter i Sverige, liknande det enkla exemplet i avsnitt 0.
- Undersök vilka skalfördelar som finns för solcellssystem på den svenska marknaden och den kostnadsfunktion som beskriver systemkostnaden.
- Undersök systemkostnadens beståndsdelar. I den internationella litteraturen finns exempel på sådana undersökningar där systemkostnadens beståndsdelar utretts och insatser gjorts för att minska bland annat administrativa barriärer.
- Undersöka hur beställare och säljare av solenergianläggningar beräknar lönsamhet, vilka mått de använder, vilka antaganden som görs, huruvida känslighetsanalyser inkluderas och hur dessa är konstruerade.

11 Diskussion – övergripande

Detta avsnitt har föregåtts av totalt fyra diskussionsavsnitt: avsnitt 5.13 på sida 71 om simuleringen av solvärmesystem, avsnitt 7.7 på sidan 105 om känslighetsanalysen för solvärmesystem, avsnitt 9.3 på sidan 135 om simuleringen av solceller samt avsnitt 10.5 på sidan 171 om känslighetsanalysen för solceller där känslighetsanalysen diskuteras på ett djupare plan. I detta avsnitt diskuteras förslag till investering samt förslag på fortsatt arbete.

Indikativa bevis om energikostnaderna för eldrivna och fjärrvärmedrivna kylmaskiner har presenterats. Det har visats att värmedrivna kylmaskiner kräver fler enheter energi i form av värme per producerad kWh kyla jämfört med antalet enheter energi i form av el för eldrivna kylmaskiner. Dock är fjärrvärmepriset lägre än elpriset men detta till trots är energikostnaderna för den värmedrivna kylmaskinen högre på grund av att det lägre fjärrvärmepriset inte fullt ut kompenserar för den högre energianvändningen. Naturligtvis ska en komplett investeringskalkyl för kylmaskiner inkludera bland annat systemkostnaden vilket inte har gjorts i det här fallet.

Beslutet om vilken investering som rekommenderas grundar sig framförallt på vilken teknologi som har uppfattats som mest lönsam utifrån litteratur samt känslighetsanalyserna. Vasakronans enda krav var att lönsamhetsmåttan uppvisar ”hyggliga” värden medan storleken på investeringsbelopp var mindre viktigt. Hade andra aspekter använts som beslutsgrund är det möjligt att resultatet sett annorlunda ut. De simulerade solvärmesystemen i denna rapport pekar på att solvärmesystemen inte kan konkurrera med fjärrvärme ur ett kalkylmässigt perspektiv baserat på de antaganden som gjorts. Utifrån ett kalkylmässigt perspektiv är solceller klart mest lönsam av de solenergiteknologier som undersökts i denna rapport. Dock ska understrykas att samtliga investeringskalkyler bygger på antaganden vilka diskuteras i anslutning till solenergiteknologiernas respektive avsnitt. Eftersom den ekonomiska livslängden skiljer sig åt mellan solenergiteknologierna, 25 år för solvärmesystem och 30 år för solcellssystem enligt standardantaganden, är det viktigt att jämförelsen av lönsamhetsmåttan utförs rätt. I detta fallet har därför jämförelsen gjorts mellan standardantagandet för solcellssystemet och när solvärmesystemet antas ha samma ekonomiska livslängd (30 år) i känslighetsanalysen, avsnitt 7.6. Ett annat alternativ hade varit att utnyttja annuitetsmetoden eftersom den inte kräver samma livslängd vid jämförelse.

I övrigt råder en viss orättvisa mellan solvärme och solel då det i nuläget är möjligt att få ekonomiskt stöd vid investering av ett solcellssystem men inte för ett solvärmesystem. Undertecknade ser inga direkta fördelar med att kombinera ett solcellssystem med ett solvärmesystem eftersom det krävs olika kompetens för installationerna och man riskerar därmed att gå miste om skalfördelar för respektive teknologi. Dock finns exempel på färdiga produkter som kombinerar solceller- och solvärme i en produkt. Sådana produkter faller dock utanför ramen för denna rapport.

Undertecknade föreslår att Vasakronan satsar på ett solcellssystem eftersom solvärmesystemen visade betydligt sämre lönsamhet jämfört med solcellssystemet. Dessutom är fastigheten ansluten till fjärrvärmenätet och i och med E.ONs nya prismodell för fjärrvärme kan man anta att fjärrvärmen kommer bli billigare på sommaren i framtiden jämfört med nuvarande prismodell år 2013. Eftersom ett solenergisystem är en långsiktig investering, potentiellt 20-30 år eller ännu längre är därför värdet på den energi man undviker att köpa viktig att ta hänsyn till. På grund av Sveriges geografiska läge uppvisar de tillgängliga solenergiressurerna en starkt säsongsmässig variation där stora solenergiressurser når Sverige under mitten av året. Av den anledningen är prisutvecklingen för fjärrvärme och el under mitten av året mest intressant att se på eftersom det är då som mest el eller värme kan undvikas att köpas. Som tidigare redovisats finns även indikationer på att det genomsnittliga råkraftspriset (el) kommer att öka långsiktigt och att marginalkostnaden för fjärrvärme kommer att sjunka. De faktiska marknadspriserna är dock alltid svåra att bedöma på egen hand eftersom de är beroende av omvärldsfaktorer. En annan fördel med att satsa på ett solcellssystem istället för solvärmesystem är att systemet består av färre komponenter och är därmed mindre komplicerat att installera. Med ett solvärmesystem behöver rörledning dras mellan taket och fjärrvärmecentralen vilket både kräver utrymme och tar tid i en så pass stor byggnad.

Utifrån standardantagandena lever investeringen inte upp till Vasakronans normala krav, dock har man som tidigare nämnts sagt att lönsamhetsmässiga aspekter endast behöver visa på ”hyggliga” värden då man ser till andra värden som ett solenergisystem kan bidra med för företaget, dess medarbetare, samarbetspartners och hyresgäster. Självklart finns det många begränsningar med investeringskalkylen och långt ifrån alla aspekter man bör ta hänsyn till vid beslut inkluderas i kalkylen. Av den anledningen ska man alltid se investeringskalkylen i ett större sammanhang. I detta fall är signalvärdet som solcellssystemet förmedlar av stor vikt för investeraren eftersom man är villig att göra visst avkall på investeringskalkylens resultat till förmån för indirekta effekter som är svåra att kvantifiera i monetära termer. Investeringen lever ej upp till avkastningskravet på 5,88% i reala termer utan visar en real avkastning (real internränta) på 3,35%. Man bör även se till de förhållandevis låga riskerna med investeringen till skillnad från andra investeringar. Den reala återbetalningstiden är dessutom kortare än den ekonomiska livslängden. Som nämnts i avsnitt 10.5 bör man vara medveten om osäkerheter som finns i investeringskalkyler, bland annat elprisets utveckling har nämnts som en viktig parameter att försöka uppskatta med noggrannhet och om ett ännu högre elpris hade valts skulle naturligtvis lönsamheten framstå som ännu bättre. Systemkostnaden för solcellssystemet beräknas ligga på ca 487 000 SEK inklusive moms om 10,5% efter utbetalning av solcellsstöd på 35%. Som nämnts i diskussionen om känslighetsanalysen för solcellssystemet är kostnadsuppgifterna endast indikativa, det är i slutändan en offert från en solcellskonsult som kommer användas som beslutsunderlag för investeringskalkylen liksom den systemutformning som då föreslås.

Som tidigare diskuterats är orienterings- och lutningsvinklar ej optimala ur ett energimässigt perspektiv, dock är det viktigt att inse att en investerares syfte med en investering inte nödvändigtvis är att maximera energiproduktionen. Det kan finnas andra syften, som att maximera synligheten men samtidigt uppnå en rimlig investeringskalkyl. I detta fall är synligheten god varför man kan acceptera de inte helt optimala energimässiga förhållandena som dikteras av byggnadernas geometri. De syften man har med investeringen styr naturligtvis vad man lägger fokus på. Det har visats att synlighet kan vara viktigare än energiprestandan vid systemutformningen. På samma sätt kan man tänka sig att man väljer solcellsmoduler med högsta möjliga verkningsgrad om syftet är att i så stor utsträckning som möjligt minska sitt beroende av elbolagen och fluktuerande elpriser vilket därmed ökar möjligheterna att ha kontroll över framtida energikostnader för sin fastighet och minska osäkerheten kring framtiden. Andra syften kan vara att göra ett så estetiskt tilltalande system som möjligt, att vara den första som provar på en helt ny solcellsteknik med mera. I beslutsunderlaget för en investering kan investeraren sätta ett premium på solcellssystemets indirekta effekter som investeringens symbolvärde och dess påverkan på hur andra uppfattar varumärket, känslan att göra något prosocialt, ökat värde på fastigheten med mera. Dessa indirekta effekter vore naturligtvis intressanta att undersöka närmare i kvalitativa termer. Att genomföra en investeringskalkyl är dock alltid lämpligt eftersom en sådan kan avgöra vilket solcellssystem som är mest kostnadseffektivt om flera lika attraktiva systemutformningar återstår när investeraren ska fatta sitt beslut.

Externa effekter, som miljöaspekter, har inte inkluderats i denna rapport men skulle naturligtvis kunna vara ett av syftena med investeringen. I Sverige har generellt fjärrvärmeverk låg klimatpåverkan på grund av stor andel sopförbränning (energiåtervinning) samt biobränslen i fjärrvärmeverket (Svensk Fjärrvärme, 2012). I Malmö produceras och levereras fjärrvärmens av E.ON. Den största andelen tillförd energi till värmeproduktionen kommer från avfall (56,6 %) men även naturgas är betydande (35,6 %). Då naturgas är fossilt och bidrar till relativt höga koldioxidutsläpp kan det vara en fördel att ersätta viss del av den inköpta fjärrvärmens med solvärmens. Samtidigt finns det planer på att längre fram ersätta en viss del av naturgasen som används i Öresundsverket med biogas vilket skulle minska fjärrvärmens klimatpåverkan betydligt (E.ON Värmekraft Sverige AB, 2010). Det skulle medföra att den positiva effekten av att ersätta fjärrvärme med solvärme skulle minska.

Elen i Sverige har även relativt låg klimatpåverkan på grund av hög andel förnybar energiproduktion samt kärnkraft. I rapporten om det framtida svenska energisystemet (se (Profu, 2012)) finns tydliga tecken på att Sverige kommer bli en allt större nettoexportör av el i framtiden. Om man antar att elen som exporteras då ersätter fossilbränsle drivena elkraftanläggningar, vilket är vanligt förekommande i andra länder, alternativt undviker utbyggnad av sådan kan man anta att ökad elproduktion i Sverige även innebär ökade möjligheter att minska utsläppen av klimatgaser i andra länder. Av naturliga skäl

finns inte samma möjlighet till export av fjärrvärme till andra länder. För att avgöra vilken solenergiteknologi som är att föredra ur miljösynpunkt behövs en djupare analys. Exempelvis kan livscykelanalyser för själva solenergiteknologierna användas. Sammanfattningsvis kan man säga att investeringen har många syften och delsyften som påverkar systemutformningen och val av teknologi.

Tidpunkten för investeringen bör vara i anslutning till renovering av taket för att minimera systemkostnaden. Enligt Vasakronan ska en sådan renovering göras den närmaste tiden, omfattningen är dock oklar. Långa handläggningstider för solcellsstödet uppges vara ett problem, undertecknade har inga indikationer på hur framtida handläggningstider kan tänkas vara. I och med att renoveringsarbetet av taket inte kommer ske omedelbart kan det därför vara lämpligt att ansöka om solcellsstöd i ett så tidigt skede som möjligt i processen för att öka sannolikheten att stöd ska utbetalas eftersom stödet är rambegränsat, efterfrågan är stor och köplatsen bestämmer när i tiden ett eventuellt solcellsstöd betalas ut. Trenden de senaste åren har varit kraftigt sjunkande systemkostnader framförallt på grund av sjunkande världsmarknadspriser på hårdvaran, dock har även solcellsstödet justerats ned i takt med detta med visst intervall, från 60% (55% för företag) mellan 2009-2011, 45% år 2012 och 35% från år 2013. Om man väntar med att investera kan man rimligtvis anta att systemkostnaden sjunker, dock löper man då även större risk att minska sina chanser att få solcellsstöd alternativt att stödnivån hinner sänkas när man väl blir beviljad stöd. Med tanke på handläggningstiderna kan man även tänka sig att stödnivån hinner sänkas även om man gör sin ansökan idag. Systemkostnaden i Sverige sjönk med mellan 26-30% årligen för nätanslutna solcellssystem större än 10kWp mellan år 2009-2011 och det finns tecken som pekar på lägre kostnader globalt. I mitten av året presenteras den årliga nationella rapporten över de generella systemkostnaderna för solcellssystem i Sverige där man kan få fingervisning om kostnadstrenderna.

Självklart bör man ur ett rent ekonomisk perspektiv satsa på de lägst hängande frukterna i första hand vid en förbättring av en fastighets energiprestanda. Vasakronan har redan gjort stora investeringar i energieffektivisering i fastigheten, dock råder oklarhet om den eldrivna kylmaskinens elanvändning är motiverad. Kylmaskinen har använt stora mängder energi under vintermånaderna, framförallt under 2011. Det kan dock vara kopplat till inkörningsproblem men det bör utredas närmare. Vidare bör man utreda om det finns möjligheter att minska kylbehovet genom exempelvis markiser, val av fönster vid framtida renoveringar, beteendemässiga förändringar med mera. Under 11 månader under 2012 drog kylmaskinen 103 553 kWh el vilket motsvarade ungefär 23% av fastighetens elanvändning under den perioden. Risken med att installera ett solcellssystem och energieffektivisera i efterhand är att fastighetens elanvändning eventuellt sjunker till en nivå där solcellssystemets elproduktion överstiger fastighetens elanvändning varpå överskottsproduktion matas ut på det allmänna elnätet. I sådana fall motsvarar värdet på den levererade elen det som elhandels- och elnätsföretag är villiga att betala, vilket år 2013 i regel innebär en lägre ersättning jämfört med värdet på den undvikta elkostnaden. Eftersom nettodebitering inte är tillåtet år 2013 skulle investeringskalkylen därmed behöva modifieras om sådan risk förelåg. Av den anledningen är energianvändningen en viktig aspekt att se närmare på och även prognoser över hur fastighetens energianvändning kommer att utvecklas långsiktigt. Man kan dock anta att fastighetens effekttoppar sker mitt på dagen på grund av det eldrivna kylbehovet då det är varmast vilket också är tidpunkten då solcellssystem producerar mest el. Man kan konstatera att fastighetens elanvändning överstiger den simulerade elproduktionen för samtliga månader. Dock producerar solcellssystemet endast energi då solen är uppe medan elanvändningen sker dygnet runt. Andelen av fastighetens elanvändning som täcks av solcellssystemet under dagtid är alltså naturligtvis högre jämfört med täckningsgraden sett till hela dygnets energianvändning.

11.1 Fördelar med solcellssystem på kontors- och flerbostadsfastigheter

- En fördel för stora fastigheter är att frånvaron av nettodebitering i Sverige inte bedöms vara ett problem eftersom fastighetens eleffektbehov är så pass högt att all den producerade solcellselen används inom fastigheten året om vilket minskar risken att solcellselen måste säljas billigt.
- Möjligheten att dra av moms på en investering.
- Tillgång till stora tak ger ofta skalfördelar då solcellssystem typiskt sett är billigare per installerad effekt (SEK/W) för större solcellssystem.

- Möjlighet att bygga upp en relation med projektörer och samla in kunskap under längre tid och sprida den internt inom fastighetsbolaget.
- Möjlighet att dra nytta av solenergiteknologiernas indirekta effekter.

12 Uppslag för fortsatt arbete

Vasakronan gör rätt i att erbjuda möjligheter att göra examensarbete i samarbete med företaget eftersom examensarbetare har möjlighet att gå in i detaljer och fördjupa sig i ett ämne som sedan kan mynna ut i en konkret handling från företagets sida som är till fördel för båda parter. Undertecknade ställer sig positiva till att fler uppmuntras att sätta sig in i området solcellsteknologi. I nedanstående avsnitt ges förslag på områden som kan undersökas närmare.

- **Utökning av känslighetsanalysen samt inkludering av flera allmänna ekonomiska aspekter** kopplat till solcellssystem, dessa punkter finns redovisade i avsnitt 10.5.5.
- **Undersök de indirekta effekterna** ett solcellssystem ger upphov till för investeraren, exempelvis minskad oro kring fluktuationer av framtida elpriser, värdet på fastigheten, företagets miljömässiga rykte, stärkt miljöengagemang inom företaget, fastigheten värdeförändring med mera.
- **Undersök de externa effekterna** ett solcellssystem ger upphov till, exempelvis miljöaspekter, som kan användas som beslutsunderlag exempelvis genom att beräkna hur en investering i solceller kan påverka utsläpp av växthusgaser.
- **Inventera hela fastighetsbeståndet med GIS-teknik**, det vill säga att utnyttja de möjligheter som finns att approximera samtliga fastigheters lämplighet för solenergiproduktion. Fördelar med GIS är möjligheten att koppla samman solenergidata med andra data om fastigheten, exempelvis momsstatus, antal år till byte av tak, byggnadens effektkurvor nu och prognoser för framtiden samt om byggnader med mera planeras att byggas i närheten som kan påverka skuggbilden.
- **Påverka kommunen att erbjuda råd och riktlinjer** för solcellssystem på befintliga fastigheter för att minska osäkerheten kring eventuella restriktioner kopplat till systemutformningen.
- **Möjliggöra kunskapsutbyte kring bygglov för solcellssystem** genom att erbjuda allmän tillgång till en databas över bygglov som fått avslag för att ge fingervisning om vad kommunen inte accepterar gällande systemutformning av solcellssystem.
- Undersöka möjligheter att **bevaka solcellssystemens prestanda och minimera risker** för driftstörningar.
- **Undersök alternativa applikationer för solceller** på befintliga fastigheter, exempelvis fasadlösningar och solskydd vid fönster som minskar kylbehovet samtidigt som el produceras.
- **Undersök möjligheterna att erbjuda hyresgäster och medarbetare tillgång till laddstolpar** för laddhybrider/elbilar som är inkopplat på fastighetens elsystem där man kan använda den lokalt producerade solcellselen som en del i marknadsföringen och därmed öka miljöengagemanget.
- **Undersök alternativa användningsområden för tak som bedöms olämpliga för solcellssystem**, exempelvis om taket är konstant skuggat. Det kan röra sig om gröna tak, växtlighet på fasader, små vindkraftverk med mera.

12.1 Frågor till Vasakronan

- Är den eldrivna kylmaskinens energianvändning under årets kalla månader motiverad?
- Finns det någon möjlighet att minska behovet av kylning med exempelvis solskydd och kan dessa solskydd i så fall vara gjorda av solceller på den södra fasaden?
- Kan man tänka sig att tillämpa GIS-lösningar för att enkelt göra en total inventering av fastighetsbeståndet gällande dess lämplighet för solenergiteknologier och möjligtvis koordinera inköp av flera solenergisystem samtidigt för skilda fastigheter för att möjliggöra volymrabatt?
- Har man kontrakt med solcellskonsulterna där bland annat ansvarsfördelning är specificerad vid driftavbrott, krav på höga PR-värden och att en förbestämd, minimal systemdegradering är garanterad?
- Övervakas solcellssystemens energiprestanda inom företaget? Övervakas samtliga solcellssystemen på modulnivå?

13 Slutsatser

- Det undersökta solcellssystemet är mer lönsamt ur ett kalkylmässigt perspektiv jämfört med samtliga undersökta solvärmesystem.
- De undersökta eldrivna kylmaskinerna har lägre löpande energikostnader jämfört med de fjärrvärmedrivna kylmaskinerna. Den allmänna pristrenden pekar på högre elpriser och lägre marginalkostnader för fjärrvärme i det långa perspektivet i Sverige varför fjärrvärmedrivna kylmaskiner kan bli konkurrenskraftiga i energikostnadssynpunkt i framtiden.
- Systemkostnaderna för solcellssystem har sjunkit kraftigt mellan 2009-2011 framförallt beroende på lägre modulpriser samtidigt som solcellsstödet har minskats. Prognoser visar på fortsatt sjunkande systemkostnader för solcellssystem och högre elpriser på lång sikt varför det finns anledning att tro att solcellssystem kommer bli allt mer konkurrenskraftiga gentemot el som köps från elnätet.
- Solcellssystem med samma nominella effekt som installeras med identiska omgivande förutsättningar kan prestera olika varför kvalitet är viktigt att ta hänsyn till. Kvalité för solcellssystem kan beskrivas med bland annat degraderingsfaktorer samt prestandamått som yield [kWh(AC)/kWp] och performance ratio, PR.
- Om arean där ett solcellssystem ska installeras är begränsad kan valet av en modul med högre verkningsgrad innebära lägre systemkostnad [SEK/W] och högre lönsamhet jämfört med en billigare modul [SEK/W] eftersom fasta kostnader kan spridas över fler watt.
- Investeringskalkylen bör vara en del av ett mer holistiskt beslutsunderlag där bland annat strategiska och indirekta effekter kopplat till investeringen bör tas i beaktning.
- Antagandena som en investeringskalkyl bygger på är lika viktiga att redovisa som resultatet i sig.
- El-, fjärrvärme- och elcertifikatprisets utveckling under investeringshorisonten på 25-30 år är en viktig källa till osäkerhet i beräkningarna eftersom dessa är beroende av omvärldsfaktorer och energimarknadens utveckling.
- I känslighetsanalysen visas att en parameters känslighet beror på värdet på de övriga ingående parametrarna i lönsamhetsmålet.
- Parametrar kan uppvisa en linjär eller icke-linjär påverkan på lönsamhetsmålet och en given parameter kan uppvisa ett linjärt beteende i ett lönsamhetsmål men ett icke-linjärt beteende i ett annat lönsamhetsmål.
- Valet av lönsamhetsmål kan potentiellt påverka om en investering anses attraktiv eller lönsam ur ett kalkylmässigt perspektiv samt styra prioriteringar gällande vilka parametrar man bevakar och vilka parametrar man anser är viktiga. Av den anledningen är valet av vilket/vilka lönsamhetsmål man använder sig av inte obetydligt.

14 Litteraturförteckning

Abel, E. & Elmroth, A., 2006. *Byggnaden som system*. u.o.:Forskningsrådet Formas.

Abrahamsson, K., Persson, T., Nilsson, L. & Friberg, D., 2012. *Uppvärmning i Sverige 2012*, u.o.: Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen.

Absolicon Solar Concentrator AB, 2013. *Absolicon faller på mållinjen*. [Online]
Available at: <http://www.absolicon.se/absolicon-faller-pa-mallinjen/>
[Använd 14 Januari 2013].

Adsten, M., 2002. *Solar Thermal Collectors at high latitudes*, u.o.: Uppsala universitet.

Andersson, M., 2011. *Uppdatering av ÅF:s och Energibankens utvärdering av det statliga solcellsstödet*, u.o.: Elforsk.

Andersson, M., 2012. *Solcellskonsult på Energibanken* [Intervju] (5 November 2012).

Andersson, T., 2012A. *Drifttekniker EKSTA Bostad AB* [Intervju] (16 Oktober 2012A).

Andersson, T., 2012B. *Drifttekniker EKSTA Bostad AB* [Intervju] (19 Oktober 2012B).

Andrén, L., 2004. *Solvärmeboken*. Italien: ICA bokförlag.

Andrén, L., 2004. *Solvärmeboken*. Västerås: ICA bokförlag.

Andrén, L., 2009. *Energinätverk Sverige*. [Online]
Available at: http://www.energinatverk.se/wp-content/uploads/hsb_gbg_juni09.pdf
[Använd 01 06 2012].

Andrén, L., 2011. *Solenergi Praktiska tillämpningar i bebyggelse*. Halmstad: AB Svensk Byggtjänst.

Andrén, L., Persson, T. & Lennermo, G., 2012. *Handbok för kombinerade sol-och biovärmesystem*, u.o.: SWX-Energi.

Antonsson, A.-B., Christensson, B. & Sandberg, M., 2005. *Arbetsplatsens ventilation*. u.o.:Prevent, Svenskt Näringsliv, LO och Arbetsmiljöverket.

Appelbaum, J. & Bany, J., 1979. Shadow effect of adjacent solar collectors in large scale systems. *Solar energy*, Volym 23, pp. 497-507.

AQS Produkter AB, 2012. *Luftkylt vätskekylaggregat med frikylningsfunktion för montering utomhus*, u.o.: u.n.

Aquasol AB, 2010. *Monteringsanvisning solfångare på papptak*. u.o.:u.n.

Aquasol, 2012. *Aquasol Solvärmesystem*. [Online]
Available at: http://www.aquasol.se/docs/prislista_120301.pdf
[Använd 16 December 2012].

Aquasol, u.d. [Online]
Available at: http://www.aquasol.se/docs/fastighet/fjarrvarme_solvarme.pdf
[Använd 30 Maj 2012].

- Aquasol, u.d. *Bostadsrättsföreningen Örnen-utsedd till årets solvärmeanläggning 2009*. [Online]
Available at: <http://www.aquasol.se/referenser/brf-ornen.aspx>
[Använd 28 Januari 2012].
- Armaterc, 2007. Effektiv solvärme för byggnader med fjärrvärme. *Aktuell Teknik*, pp. 8-9.
- Armaterc, 2008. *Vätskeburen kyla*, s.l.: s.n.
- Armaterc, u.d. [Online]
Available at: <http://armaterc.com/upload/broschyren/Solcentral.pdf>
[Använd 11 Juni 2012].
- Balfour, J., Shaw, M. & Bremer Nash, N., 2012. *Introduction to Photovoltaic System Design*.
Burlington(Massachusetts, USA): Jones & Bartlett Learning.
- Bazilian, M. o.a., 2012. *Re-considering the Economics of Photovoltaic Power*, u.o.: United Nations
Industrial Development Organization (med flera).
- Beliën, J., De Boeck, L., Colpaert, J. & Cooman, G., 2013. The best time to invest in photovoltaic
panels in Flanders. *Renewable Energy*, 50(Februari), pp. 348-358.
- Bengtsson, S., 2010. Solfångare som byggmaterial ger mervärden. *Energimagasinet*.
- Berglund, M., Skogfält, M. & Tengné, T., 2008. *Saltlagring ger kyla*, u.o.: Umeå Universitet.
- Berkelder, M., 2009. *Kalkylmallar*. [Online]
Available at: <http://www.exergi.se/soldemo.xls>
[Använd 26 Januari 2013].
- Bernardo, R., Davidsson, H. & Karlsson, B., 2010. *Performance Evaluation of a High Solar Fraction
CPC-Collector System*, u.o.: u.n.
- Berthammar, C., 2008. *Utvärdering av kostnader för kyla*, u.o.: KTH Energi och miljöteknik.
- Berthammar, C., 2008. *Utvärdering av kostnader för kyla*, u.o.: KTH Energi och Miljöteknik.
- Björk, E. & Fast, K., 2011. *Effektivisering av energianvändningen i en förskola*, u.o.: Jönköpings
Tekniska högskola.
- Björkström, T., 2013. *Kundsamordnare, Avdelningen för konsumenträtt, Energimarknadsinspektionen*
[Intervju] (8 Februari 2013).
- Black & Veatch, 2011. *Levelized Cost of Energy Calculation Calculation*, u.o.: u.n.
- Boo, S., 2005. *Solvärme för flerbostadshus i Lund och Dalb, analys och utvärdering*, u.o.: Lunds
Universitet.
- Boverket, 2009. *Energideklarationen-tre steg mot vinst*. [Online]
Available at: http://www.boverket.se/Global/Webbokhandel/Dokument/2007/tre_steg_mot_vinst.pdf
[Använd 29 Juli 2012].
- Branker, K., Pathak, M. & Pearce, J., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity.
Renewable and Sustainable Energy Reviews, Issue 15 (2011), pp. 4470-4482.

- Brooks, W. & Dunlop, J., 2012. *NABCEP Photovoltaic (PV) Installer Resource Guide*, u.o.: North America Board of Certified Energy Practitioners.
- Brown, N. & Pettersson, O., 2009. *Värmedriven mjölkkyllning i syfte att öka lönsamheten vid gårdsbaserad biogaskraftvärme-Förstudie*, u.o.: JTI-Institutet för jordbruks-och miljöteknik.
- Byggeforskningsrådet, 2000. *Solvärme för bostäder*, u.o.: u.n.
- Bärtås, L., 2010. Solvärme - ny eller beprövad teknik?. *Byggahus.se*, 20 09.
- Cirotech AB, 2009. *Orientering av solfångare*. [Online]
Available at: <http://www.cirotech.se/fakta-orientering-av-solfangare.htm>
[Använd 22 Maj 2012].
- Clean Energy Council, 2011. *Grid-connected solar PV-systems - Design Guidelines*, Australien: Clean Energy Council.
- Climatewell, 2008. *How it works*. [Online]
Available at: <http://www.climatewell.com/index.html#/technology/how-it-works>
[Använd 21 Augusti 2012].
- Cornander, A., 2012. *Seminariedokumentation, Solceller - gör rätt från början! 2012-10-12*. [Online]
Available at: <http://www.energikontoretskane.se/>
[Använd 12 December 2012].
- Dagens Industri, 2012A. Lysande resultat för solcellsstöd men minskade bidrag får Jönköping att ta paus. *Dagens Industri*, 23 November, p. 6.
- Dalenbäck, J.-O., 2004. Solvärme minskar energikostnad i flerbostadshus. *Husbyggaren*, September, Issue 4, pp. 52-58.
- Dalenbäck, J.-O., 2012A. *Professor in Building Services Engineering/ Project manager CIT Energy Managment AB och sektreterare för Svensk Solenergi* [Intervju] (12 Oktober 2012A).
- Dalenbäck, J.-O., 2012B. *Professor in Building Services Engineering/Project Manager CIT Energy Managment AB och sektreterare för Svensk Solenergi* [Intervju] (14 Oktober 2012B).
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T. & Alfonso, V., 2011. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 4(9), pp. 3077-3704.
- Daun, C., 2012. Elupproret. *Ingenjören*, pp. 66-74.
- Davidsson, H., 2011. *Solar Collector Physics*. u.o.:u.n.
- Davidsson, L., u.d. *Fuktig luft termisk komfort mollierdigrammet*, u.o.: ahlseil kyl.
- Direct Energy, 2012. [Online]
Available at: <http://www.directenergy.se/>
[Använd 17 Oktober 2012].
- Dogwood Solar, 2013. *Solar Water Heating*. [Online]
Available at: <http://www.dogwoodsolar.com/solar-water-heating/>
[Accessed 15 Januari 2013].

Drury, E., Denholm, P. & Margolis, R., 2011. *The Impact of Different Economic Performance Metrics on the Perceived Value of Solar Photovoltaics*, USA: NREL.

Drury, E. o.a., 2012. The transformation of southern California's residential photovoltaics market through third-party ownership. *Energy Policy*, Volym 42, pp. 681-690.

E.ON Försäljning Sverige AB, 2011. *Hög avkylning ger fördelar och bonus*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/broschyrarkiv/privatkund/fjarrvarme/H%C3%B6g%20avkylning%20ger%20f%C3%B6rdelar%20och%20bonus.pdf>

[Använd 09 Oktober 2012].

E.ON Försäljning Sverige AB, 2011. *Normalprislista fjärrvärme företag 2011 Burlöv och Malmö*. [Online]

Available at: http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/foretagskund/produkter_priser/varme/prislistor-2011/F-Malmo-Burlov.pdf

E.ON Försäljning Sverige AB, u.d. *Prislistor för fjärrvärme 2012*. [Online]

Available at: http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/foretagskund/produkter_priser/varme/prislistor_2012/F-Malmo-Burlov.pdf

[Använd 09 December 2012].

E.ON Sverige AB, u.d. *Nya prismodellen som hjälper företaget att spara*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se/foretagskund/Produkter-och-priser/Varme/Fjarrvarmepriser/Prismodell-Malmo/>

[Använd 09 Oktober 2012].

E.ON Värme Sverige AB, 2010. *Reko-redovisning 2010*. [Online]

Available at: http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/privatkund/produkter_priser/fjarrvarme/reko/2010/Malmo.pdf

[Använd 05 September 2012].

E.ON Värme, 2010. *Med värme från Akterns värmepumpanläggning*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/broschyrarkiv/om-eon/kraftverk/Med%20v%C3%A4rme%20fr%C3%A5n%20Akterns%20V%C3%A4rmepumpanl%C3%A4ggning.pdf>

[Använd 25 September 2012].

E.ON Värme, 2011. *Lokala miljövärden 2011-sammanställning*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se/privatkund/Produkter-och-priser/Fjarrvarme/Reko/>

[Använd 23 September 2012].

E.ON Värmekraft Sverige AB, 2010. *Öresundsverket-ett av världens effektivaste kraftverk*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/broschyrarkiv/om-eon/kraftverk/Öresundsverket-%20Ett%20av%20världens%20effektivaste%20kraftverk.pdf>

[Använd 03 Mars 2013].

E.ON, 2012. *E.ON*. [Online]

Available at: <http://www.eon.se>

[Använd 25 September 2012].

- E.ON, u.d. *Fjärrkyla*. [Online]
Available at: <http://www.eon.se/foretagskund/Produkter-och-priser/Kyla/Fjarrkyla/>
[Använd 25 September 2012].
- Edelborg, U., Olsson, S. & Samuelsson, E., 2008. *Solvärme för flerbostadshus*, u.o.: Chalmers Tekniska Högskola.
- Edoff, A., 2012. [Intervju] (25 Juni 2012).
- Effecta AB, 2012. *Effecta Solsystem*. [Online]
Available at: http://www.effecta.se/images/solbroschyr_low.pdf
[Använd 19 December 2012].
- EIPA, 2012B. *Solar Facts & Figures*. [Online]
Available at: <http://www.epia.org/about-us/about-photovoltaics/solar-facts-figures/>
[Använd 1 December 2012].
- EIPA, 2012. *Solar Facts & Figures*. [Online]
Available at: <http://www.epia.org/about-us/about-photovoltaics/solar-facts-figures/>
[Använd 1 December 2012].
- EIPA, 2012. *Sustainability Working Group Fact Sheet Sustainability Of Photovoltaic Systems The Energy Pay Back Time*, u.o.: European Photovoltaic Industry Association.
- Elbing, L.-O., 2012A. *Säljare Värme och Kyla på Eon Försäljning Sverige AB* [Interview] (17 September 2012A).
- Elbing, L.-O., 2012B. *Säljare Värme och Kyla på Eon Försäljning Sverige AB* [Intervju] (11 Oktober 2012B).
- Elbing, L.-O., 2012C. *Säljare värme och kyla på Eon Försäljning Sverige AB* [Intervju] (16 Oktober 2012C).
- Elbing, L.-O., 2012D. *Säljare värme och kyla på Eon Försäljning Sverige AB* [Intervju] (19 December 2012D).
- Electrotec Energy Solfångare solvärme, 2012. [Online]
Available at: <http://www.electrotecenergy.se/produkter/solfangare/funktion-u-pipe2>
[Accessed 20 Maj 2012].
- Elsäkerhetsverket, 2012B. *Installation av småskaliga anläggningar för vind- och solex*, u.o.: Elsäkerhetsverket.
- Elsäkerhetsverket, 2012. *Elsäkerhetsverket*. [Online]
Available at: <http://www.elsakerhetsverket.se>
[Använd 25 September 2012].
- Endecon Engineering, 2001. *A guide to photovoltaic (PV) system design and installation*, Sacramento, Kalifornien, USA: California Energy Commission.
- Energibanken, 2012. [Online]
Available at: <http://www.energibanken.se>
[Använd 26 Oktober 2012].

Energimarknadsinspektionen och Statens energimyndighet, 2008. *Uppvärmning i Sverige 2008*, u.o.: u.n.

Energimarknadsinspektionen, 2011. *Att välja elavtal*, u.o.: Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen, 2012. *Utveckling av elnätsavgifter 2011-2012*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, Naturvårdsverket, 2004. *Prognoser över utsläpp av växthusgaser delrapport 1*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2006. *Krav på kylaggregat*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2009. *Solklart-Solvärme!*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2010. *Solceller - Informationsbroschyr om att producera el med hjälp av solceller*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2011A. *Energiläget 2011*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2011B. *Elcertifikatsystemet 2011*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2011C. *Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet - En fördjupad analys*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2011. *Solklart-solvärme!*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2012. [Online]
Available at: <http://energimyndigheten.se/sv/>
[Använd 7 September 2012].

Energimyndigheten, 2012A. *Nyheter - Solenergi skonsam för miljön*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Press/Nyheter/Solenergi-skonsam-for-miljon/>
[Använd 28 November 2012].

Energimyndigheten, 2012B. *Nyheter - Solelsforskning ger resultat med bredd och djup*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Press/Nyheter/Solelsforskning-ger-resultat-med-bredd-och-djup/>
[Använd 28 November 2012].

Energimyndigheten, 2012. *CIGS tunnfilmssolceller*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Forskning/Kraftforskning/Solkraft/Solceller/CIGS-tunnfilmssolceller/>
[Använd 20 Februari 2013].

Energimyndigheten, 2012C. *Nyheter - Stark tillväxt för solenergin*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Press/Nyheter/Stark-tillvaxt-for-solenergin/>
[Använd 28 November 2012].

Energimyndigheten, 2012D. Högt tryck - Kraftiga prisfall på solcellsmarknaden. *Energivärlden*.

Energimyndigheten, 2012E. *Producera egen el från solen*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Hushall/Producera-din-egen-el/Producera-el-fran-solen/>
[Använd 7 September 2012].

Energimyndigheten, 2012F. *Elcertifikatsystemet 2012*, u.o.: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2012G. *Energiindikatorer 2012 - Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2013. *Solvärme*. [Online]

Available at: <http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Din-uppvarmning/Solvärme/>

[Använd 10 Februari 2013].

Energimyndigheten, 2013. *Stöd till solceller*. [Online]

Available at: <http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/>

[Använd 21 Januari 2013].

Energiportalen, u.d. *Vakuumsolfångare*. [Online]

Available at: <http://www.energiportalen.se/energiguiden/vakuumsolfångare-1492.asp>

[Använd 22 Maj 2012].

Eniro, 2012. *Eniro sökmotor*. [Online]

Available at: www.eniro.se

[Använd 28 November 2012].

EPIA, 2011A. *Sustainability Working Group Fact Sheet Sustainability Of Photovoltaic Systems The Carbon Footprint*, u.o.: European Photovoltaic Industry Association.

EPIA, 2011. *Solar Photovoltaics competing in the energy sector – On the road to competitiveness*, u.o.: European Photovoltaic Industry Association.

EPIA, 2012A. *Solar Photovoltaics On The Road To Large-Scale Grid Integration*, u.o.: European Photovoltaic Industry Association.

ESTIF, 2012. *Solar Thermal Markets in Europe*, u.o.: ESTIF.

ESTTP, 2007. *Solar Heating and Cooling for a Sustainable Energy Future in Europe*, u.o.: ESTTP.

European Commission, 2012. *PVGIS*. [Online]

Available at: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>

[Använd 5 September 2012].

ExoTech, 2005. *ExoHeat CU8/CU8VX*. [Online]

Available at: http://www.exoheat.com/manualer/ExoHeat_CU8_manual.pdf

[Använd 09 Juni 2012].

ExoTech, 2012. *Referenser. Tekniska Museet: Solceller för elproduktion*. [Online]

Available at: http://www.exotech.se/referens_tekniska_museet.html

[Använd 26 November 2012].

Fadi Solar, 2012. *Heat Pipe Solar Collector*. [Online]

Available at:

<http://www.google.se/imgres?hl=en&biw=1366&bih=613&tbn=isch&tbnid=CG6XvXrthaJhnM:&imgrefurl=http://www.fadienergy.com/index.php/product/show-56.html&docid=vFL-2RQBiBnfkM&imgurl=http://www.solar-collector->

china.com/kindeditor/attached/20120315120328_57156.

[Accessed 24 Augusti 2012].

Fairbank, Maslin, Maullin & Associates, 2008. *New solar homes partnership - New construction home buyers market research report*, Oakland, California, USA: California Energy Commission.

Feldman, D. o.a., 2012. *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections*, 15013 Denver West Parkway, Golden, CO 80401, USA: National Renewable Energy Laboratory / Lawrence Berkeley National Laboratory.

First Solar, 2012. *Thin Film Modules*. [Online]

Available at: <http://www.firstsolar.com/en/Innovation/Advanced-Thin-Film-Modules>

[Använd 4 December 2012].

FläktWoods, 2008. *Inneklimatestystem*, u.o.: u.n.

Fortum, 2012. *Fortum*. [Online]

Available at: <http://www.fortum.se>

[Använd 26 September 2012].

Fraunhofer ISE, 2012. *Fraunhofer ISE Photovoltaics Report*, u.o.: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Frygner, P., 2005. Komfortkyla distribueras med luft eller vatten. *VVS Teknik och Installation*, Oktober, pp. 32-33.

Gajbert, H., 2002. *Koncentrerande solenergihybrider för byggnadsintegrering*, u.o.: u.n.

Gajbert, H., 2006. Rätt vald och bra installerad solfångare betalar sig. *Husbyggaren*, Issue 5, pp. 34-37.

Geentech Media Inc, 2012. *Greentech Solar: The Solar Industry's Living Dead: 180 Module Manufacturers to Succumb to Consolidation by 2015*. [Online]

Available at: <http://www.geentechmedia.com/articles/read/gtm-research-forecasts-180-pv-module-manufacturers-to-succumb>

[Använd 27 November 2012].

Gravelly, B., 2012. *Understanding Solar Hot Water Systems – The Drain Back Design*. [Online]

Available at: <http://www.solarhotwater-systems.com/understanding-solar-hot-water-systems-the-drain-back-design/>

[Använd 13 05 2012].

Green Rhino Energy, 2012. *Solar Power*. [Online]

Available at: <http://www.greenrhinoenergy.com/>

[Använd 1 juni 2012].

Green Rhino Energy, 2012. *Solar Power*. [Online]

Available at: http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_modules.php

[Använd 4 December 2012].

Greenpeace and EPIA, 2011. *Solar Generation 6*, u.o.: u.n.

Greentech Media, 2012B. *Thin Film Manufacturing in the Sub-Dollar-Per-Watt Market: Part II*. [Online]

Available at: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/thin-film-manufacturing-in-a-sub-dollar-the-watt-market-ii>

[Använd 4 December 2012].

Halmstads Energi och Miljö AB, u.d. *Halmstad Arena*. [Online]

Available at: http://www.fjarrkyla.com/extra/pod/?id=1103&module_instance=1&action=pod_show

[Använd 31 Juli 2012].

Handskholmen Invent AB, u.d. [Online]

Available at: <http://www.handskholmen.se/startsidea/hur-fungerar-en-solf%C3%A5ngare--2789059>

[Använd 24 Maj 2012].

Hastings, R. & Wall, M., 2007. *Sustainable Solar Housing Volume 1 - Strategies and Solutions*. u.o.:Earthscan.

Hedberg, P. & Holmberg, S., 2012. *Satsa mer på olika energikällor 1999-2011.*, u.o.: SOM-Institutet.

Helgesson, A., 2004. *Optical characterization of solar collectors from outdoor measurements*, u.o.: Lunds universitet.

Helgesson, A., Hedberg, J. & Karlsson, B., 2003. *MaReCo för stora fält*, u.o.: u.n.

Helgesson, A., Krohn, P. & Karlsson, B., 2005. *Utvärdering av MaReCo hybrid i Hammarby sjöstad*, u.o.: Elforsk.

Hoen, B., Wisser, R., Cappers, P. & Thayer, M., 2011. *An Analysis of the Effects of Residential Photovoltaic Energy Systems on Home Sales Prices in California*, Berkeley: u.n.

Hren, R., 2011. Understanding PV Module Specifications. *HomePower*, 19 December.

Huld, T., Müller, R. & Gambardella, A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, Volym 86, pp. 1803-1815.

Håkansson, H., Hellström, B. & Karlsson, B., 2007. *Mätning och simulering av temperaturens inverkan på prestandan hos byggnadsintegrerade solceller*, u.o.: Elforsk rapport 08:09.

Hållén, J., 2009. *Climatewell pumpar upp takten*. [Online]

Available at: http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/solenergi/article260497.ece

[Använd 28 Januari 2013].

IEA / NEA, 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*, u.o.: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY / NUCLEAR ENERGY AGENCY / ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT.

Ikaros solvärme, 2010. *Montering och installation av Ikaros solfångare*. [Online]

Available at: <http://www.ikarosenergy.se/pdf/Manual%20montering.pdf>

[Använd 09 Juni 2012].

Industrial Economics Incorporated, 2012. *Made in Oregon: A case study examining the impacts in Oregon of local purchasing and manufacturing of solar photovoltaics*, 2067 Massachusetts Avenue, Cambridge, MA 02140, USA: Oregon Department of Energy.

- Intelli-heat, u.d. *Solenergi-en del av framtiden!*. [Online]
Available at: <http://www.solenergiteknik.se/rwdx/files/SOL-Broschyr-120312-02-web.PDF>
[Använd 29 07 2012].
- IPCC, 2011. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.*, Cambridge, Storbritannien: Cambridge University Press.
- IRENA, 2012. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Solar Photovoltaics*, u.o.: International Renewable Energy Agency.
- Iric, M., 2012. *3D Utvecklare Malmö Stadsbyggnadskontor SMA* [Intervju] (23 November 2012).
- Isaksson, H. & Landfors, K., 2004. *Underlag för bedömning av fortsatta insatser inom det statliga FUD Solvärmeprogrammet*, u.o.: K-Konsult Energi Stockholm AB.
- IVT, u.d. *IVT systemhandbok fastighet*. [Online]
Available at: http://systemhandbok.ivt.se/Drift&Sk%C3%B6tsel/Wilo%20se_tops30101f.pdf
[Använd 16 December 2012].
- Jansson, P., 2012. *Chef teknik och service Öresund, Vasakronan* [Intervju] (6 December 2012).
- Jansson, P., 2012. *Chef teknik och service Östersund - Vasakronan* [Intervju] (19 November 2012).
- JM Power, 2011. *Vilka är de största fördelarna med solvärme?*. [Online]
Available at: <http://www.jmpower.se/solvarme/vilka-ar-de-storsta-fordelarna-med-solvarme/>
[Använd 28 Juli 2012].
- Johansson, E., 2012. *Förvaltningsassistent, Affärsområde Handel, Vasakronan* [Intervju] (23 November 2012).
- Johansson, H., 2012A. *Säljare AQS Produkter AB* [Intervju] (01 November 2012A).
- Johansson, H., 2012B. *Säljare AQS Produkter AB* [Intervju] (12 November 2012B).
- Jonsson, P. & Lindberg, F., 2011. *Solar Energy from Existing Structures - Development of the SEES GIS tool that assesses solar irradiance on roofs*, u.o.: Elforsk rapport 11:77.
- Jonsson, S., 2006. *Lönsamhet och teknik för solvärmesystem i anslutning till fjärrvärme*, u.o.: Umeå Universitet.
- Jonsson, S., 2006. *Utvärdering av Örebro Bostäder AB:s solvärmeanläggningar anslutna till fjärrvärmenätet*, s.l.: Umeå Universitet.
- Jordan, D. C. & Kurtz, S. R., 2012. *Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review*, u.o.: NREL.
- JRC Europeiska Kommissionen, 2012. *PV Status Report 2012 - Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics*, s.l.: Joint Research Centre of the European Commission, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit.
- Jönsson, J.-O.o.a., 2009. *Energistrategi för Malmö Pr 3083*, u.o.: Malmö Stad.

- Karlberg, L. A., 2008. *Ny Teknik*. [Online]
Available at: http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/solenergi/article68752.ece
[Använd 21 Augusti 2012].
- Karlsson, B., 2006. Solvärmesystem bidrar till energibalansen. *Husbyggaren*, Issue 5, pp. 38-40.
- Karlsson, B., 2012A. *Professor i energiteknik vid Mälardalens Högskola* [Intervju] (22 Juli 2012A).
- Karlsson, B., 2012B. *Professor i energiteknik vid Mälardalens Högskola* [Intervju] (28 Juli 2012B).
- KCC, 2009. *KCC Solvärme*. [Online]
Available at: http://www.kcc.se/fil/dbfiles/shopdoc_ds_solvarme_sve_ds142_0906_196.pdf
[Använd 12 Februari 2013].
- Kjellsson, E., 2004. *Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump*, Lund: Lunds Tekniska högskola.
- Kjellsson, E., 2011. *Solar Heating Technology Kurs AEB010 Applications and costs 2011-10-06*. u.o.:u.n.
- Kjellsson, E., 2011. *Solar Heating Technology Kurs AEB010 Solar collectors 2011-09-01*. u.o.:u.n.
- Kjellsson, E., 2012. *Universitetslektor, byggnadsfysik* [Intervju] (14 Oktober 2012).
- Kjellsson, E., 2013. *Universitetslektor, byggnadsfysik* [Intervju] (17 Februari 2013).
- Klang, T., 2012. *Servicejour Skatteverket* [Intervju] (27 September 2012).
- Knutsson, J., 2012A. *Teknisk Förvaltare för Carl Gustav 5, Vasakronan AB* [Intervju] (18 April 2012A).
- Knutsson, J., 2012B. *Teknisk förvaltare för Carl Gustav 5, Vasakronan AB* [Intervju] (20 April 2012B).
- Knutsson, J., 2012C. *Teknisk förvaltare för Carl Gustav 5, Vasakronan AB* [Intervju] (5 Oktober 2012C).
- Knutsson, J., 2012. *Teknisk förvaltare Vasakronan* [Intervju] (16 Oktober 2012).
- Kovacs, P. o.a., 2009. *Konkurrenskraftig soldriven komfortkyla*, u.o.: Svensk Fjärrvärme.
- Kovács, P. et al., 2010. *Svensk Fjärrvärme*. [Online]
Available at: <http://fjarrvarme2.unc.se/download/6779/Peter%20Kovacs.pdf>
[Accessed 06 December 2012].
- Kovács, P. & Pettersson, U., 2002. *Solvärmda kombisystem en jämförelse mellan vakuumrör och plan solfångare genom mätning och simulering*, Borås: SP.
- Kovács, P. & Pettersson, U., 2009. *Vakuumrör och plana solfångare skillnader måste hanteras på rätt sätt*, u.o.: Svensk solenergi.
- Kursmaterial Energi och Byggnadsdesign LTH, 2012. *Beräkna solvinklar-kursmaterial*.
u.o.:Kursmaterial Energi och Byggnadsdesign LTH.

- Kylén, P. & Hejde, A., 2010. *10 kamp i fjärrvärme*, u.o.: u.n.
- Langniss, O. o.a., 2007. *Renewables for heating and cooling*, u.o.: International Energy Agency (IEA).
- Larsson, N., 2011. Plan solfångare jämbördig med vakuumsrör. *VVS forum*, p. 126.
- Larsson, O., 2011. *Uppdatering av Fastigheten Nils Holgersson energieffektivisering i förhållande till fjärrvärmepriset*, u.o.: WSP .
- Larsson, S., Karlsson, B., Helgesson, A. & Krohn, P., 2004. *FUD program "Solvärme 2001-2003"*, Eskilstuna: u.n.
- Lennermo, G., 2007. *Hållbar utveckling Väst*. [Online]
Available at: http://hallbarutvecklingvast.se/archive/dokument_siv/Gunnar%20Lennermo.pdf
[Använd 28 November 2012].
- Lennermo, G., 2012A. *Energikonsult med specialisering på solvärme* [Intervju] (20 Juni 2012A).
- Lennermo, G., 2012B. *Energikonsult med specialisering på solvärme* [Intervju] (08 Oktober 2012B).
- Lennermo, G., 2012C. *Energikonsult med specialisering på solvärme* [Intervju] (13 November 2012C).
- Lennermo, G., 2012D. *Energikonsult med specialisering på solvärme* [Intervju] (28 November 2012D).
- Levitan, D., 2012. The Solar Efficiency Gap. *Ieee Spectrum*, Issue Juni, pp. 11-12.
- Lindahl, J., 2011. *Nationell översiktsrapport över solcellsverksamheter i Sverige under 2010*, u.o.: IEA PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Power Systems.
- Lindahl, J., 2012A. *Swedish IEA-PVPS task 1 representative* [Intervju] (12 September 2012A).
- Lindahl, J., 2012B. *National Survey Report of PV power applications in Sweden 2011*, u.o.: IEA PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Power Systems.
- Lindahl, J., 2012C. *Swedish IEA-PVPS task 1 representative* [Intervju] (18 September 2012C).
- Lumicum Laboratoriet, u.d. *El och värme från samma system!*. [Online]
Available at: <http://www.lumicum.se/tekniken.php>
[Använd 25 Augusti 2012].
- Lunds energi, 2012. *Lunds Energi*. [Online]
Available at: <http://www.lundsenergi.se/>
[Använd 25 September 2012].
- Malmö Stad, 2008. *Faktablad om Malmös lokala klimatinvesteringsprogram KLIMP 2003-2007*. [Online]
Available at:
http://www.malmo.se/download/18.5d8108001222c393c008000141883/fb_klimp03_webb2.pdf
[Använd 21 Januari 2012].

- Malmö Stad, u.d. *Sveriges klimatsmartaste stad*. [Online]
Available at: <http://miljobarometern.malmo.se/main.asp?mp=MP&mo=1>
[Använd 05 September 2012].
- Malmö Stadsbyggnadskontor SMA, 2012. u.o.:u.n.
- Marion, B. o.a., 2005. *Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems*, Colorado, USA: NREL - National Renewable Energy Laboratory.
- Marken, C. & Woodruff, V., 2012. *Solar heating installer resource guide*, u.o.: NABCEP.
- McEvoy, A., Markvart, T. & Castañer, L., 2012. *Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications*. 2:a red. 225 Wyman Street, Waltham, MA 02451, USA: Elsevier.
- McQuiston, F. C., Parker, J. D. & Spitler, J. D., 2005. *Heating, ventilating, and air conditioning*. u.o.:John Wiley and Sons.
- Mehalic, B., 2012. 2012 PV Module Guide. *Home Power*, December/Januari.
- Melander, D., 2012. *Arkitekt Malmö stad, Stadsbyggnadskontoret / Stark avd.* [Intervju] (10 November 2012).
- Metzger, I. & Lisell, L., 2011. *Optimizing Rooftop Space with SolOpt*. USA, NREL.
- Miljödepartementet, 2012. *Klimat*. [Online]
Available at: <http://www.regeringen.se/sb/d/3188>
[Använd 04 September 2012].
- Mills, A., Wisser, R., Barbose, G. & Golove, W., 2008. The impact of retail rate structures on the economics of commercial. *Energy Policy*, Volym 36, pp. 3266-3277.
- Moberg, L., 2002. *Ekonomisk och termodynamisk konsekvensanalys vid val av köldbärare*, u.o.: Lunds Tekniska Högskola.
- Munters, 2008. *Desicool-omvandlar värme till kyla*. [Online]
Available at: <http://www.munters.se/upload/Related%20product%20files/Broschyr%20DesiCool.pdf>
[Använd 18 Augusti 2012].
- Munters, 2011. *Munters*. [Online]
Available at:
http://www.google.se/imgres?num=10&hl=en&biw=1366&bih=586&tbm=isch&tbnid=C6_pRZAJ2IqraM:&imgrefurl=http://www.munters.com.sg/en/sg/products--services/Air-Treatment/Fresh-Air-MOAS-and-Comfort-Systems/DesiCool-systems/&docid=vHhqlaUPf-kNCM&imgurl=http://www
[Accessed 18 08 2012].
- Munters, 2011. *Stormarknad sparar 20% energi med Desicool*. [Online]
Available at: <http://www.munters.se/sv/se/nyheter/Division-Avfuktning/E-news/November-08/3/>
[Använd 20 September 2012].
- National Instruments, 2012. *Part II – Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code*. [Online]
Available at: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en>
[Använd 5 December 2012].

- Naturskyddsföreningen, 2012. *Stöd oss - Solceller, "Solceller för en ljusare framtid"*. [Online]
Available at: <http://www.naturskyddsforeningen.se/stod-oss/privat/solceller/>
[Använd 28 November 2012].
- Naturvårdsverket, 2012. *Köldmedieförteckning*. [Online]
Available at: <http://www.naturvardsverket.se/Start/Produkter-och-avfall/Ozonedbrytande-amnen/Koldmedieforteckning/>
[Använd 23 November 2012].
- Nils Holgersson gruppen, 2010. *Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige-en avgiftsstudie för 2010*, u.o.: HSB Riksförbund, Hyresgästföreningen Riksförbundet, Riksbyggen, SABO, Fastighetsägarna Sverige.
- Nilsson, K., 2007. *Solfjärrvärmecentral*. u.o.:epg.sys AB.
- Nilsson, L. & Perers, B., 2004. *Takmonterade solfångare i Rud*, u.o.: Mätcentralen Leif Nilsson.
- Nilsson, P.-E., 2001. *Komfortkyla*, u.o.: SP, CIT Energy Management och Institutionen för installationsteknik vid Chalmers Tekniska Högskola.
- Nilsson, P.-E., Forsén, M., Franck, P.-Å. & Gustafsson, M., 1998. *Fjärrkyla-systemstudie*, u.o.: Fjärrvärmeföreningen.
- Nordlander, S. & Rönnelid, M., 2004. *Solvärmesystem för hög täckningsgrad*, Borlänge: u.n.
- Northerna nature energy, 2013. *Så fungerar en solvärmeanläggning*. [Online]
Available at: <http://www.nn-energy.se/solvarme/funktion.php>
[Använd 10 Februari 2013].
- NREL, 2012A. *Renewable Resource Data Center - PVWatts*. [Online]
Available at: <http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/>
[Använd 3 Juli 2012].
- NREL, 2012B. *System Advisor Model (SAM)*. [Online]
Available at: <https://sam.nrel.gov/>
[Använd 14 September 2012].
- Olson, A. & Jones, R., 2012. Chasing Grid Parity: Understanding the Dynamic Value of Renewable Energy. *The Electricity Journal*, 25(3), pp. 17-27.
- Olsson, U. E., 2005. *Kalkylering för produkter och investeringar*. Tredje upplagan red. Lund: Studentlitteratur.
- Palmblad, L., 2007. *Kostnadsanalys av svenska solcellsanläggningar*, u.o.: Elforsk.
- Palmblad, L., 2012B. u.o.: Energimyndigheten.
- Paradis Ärlebäck, J., 2011. *Driftuppföljning av svenska nätanslutna solcellsanläggningar*, u.o.: Elforsk.
- Perers, B., 2012A. *Seniorforskare vid Danmarks Tekniska Universitet* [Intervju] (28 Maj 2012A).
- Perers, B., 2012B. *Seniorforskare vid Danmarks Tekniska Universitet* [Intervju] (17 Juli 2012B).

- Perers, B., 2013. *Seniorforskare vid Danmarks Tekniska Universitet* [Intervju] (23 Januari 2013).
- Persson, I. & Nilsson, S.-Å., 2001. *Investeringsbedömning*. Sjätte upplagan red. u.o.:Liber AB.
- Persson, T., 2012. *Säljare, NuEnergi*. [Intervju] (19 November 2012).
- Photon, 2012. *FAQ*. [Online]
Available at: http://www.photon.info/photon_lab_modul_ertragsm_cert_en.photon
[Använd 4 December 2012].
- Profu, 2012B. *Beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Långsiktsprogos 2012. Mölndal, feb 2012*, u.o.: Profu i Göteborg AB.
- Profu, 2012. *Beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Färdplan 2050*, u.o.: Profu i Göteborg AB.
- Profu, 2012. *Beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Färdplan 2050*, u.o.: u.n.
- PV Cycle, 2012. *About PV Cycle*. [Online]
Available at: <http://www.pvcycle.org/about/>
[Använd 1 December 2012].
- PV Magazine, 2012. *PV+ Test*. [Online]
Available at: <http://www.pv-magazine.com/pv-test/>
[Använd 4 December 2012].
- PVGIS, 2012B. *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps*. [Online]
Available at: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
[Använd 26 November 2012].
- PVsyst, 2012. *PVsyst help*. [Online]
Available at: <http://www.pvsyst.com/en/>
[Använd 14 November 2012].
- Q-cells, 2012. *Fraunhofer CSP confirms Q.cells modules offer unlimited PID protection*. [Online]
Available at: <http://www.q-cells.com/en/press/article/Fraunhofer-CSP-confirms-QCELLS-modules-offer-unlimited-PID-protection.html>
[Accessed 8 Juni 2012].
- REC, 2012A. *Solar Energy Is Making A Difference*. [Online]
Available at: http://www.recgroup.com/pagefiles/2422/rec_salesbrochure_web.pdf
[Använd 29 November 2012].
- REC, 2012B. *Download Documents, Marketing Materials, Whitepaper - Software Predictions vs Performance*. [Online]
Available at: <http://www.recgroup.com/en/products/SolarPanels/documents/>
[Använd 6 December 2012].
- Regeringen - Finansdepartementet, 2012. *Dir. 2012:39 "Nettodebitering av el och skattskyldighet för energiskatt på el"*, u.o.: Finansdepartementet.
- Regeringen - Näringsdepartementet, 2011. *Regleringsbrev för budgetåret 2012 avseende Statens energimyndighet inom*, u.o.: Näringsdepartementet.

- Regeringskansliet, 2012. *Regeringskansliet*. [Online]
Available at: <http://www.regeringen.se>
[Använd 18 September 2012].
- Reich, N. H. o.a., 2012. Performance ratio revisited: is PR?>?90% realistic?. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 20(6), pp. 717-726.
- REN21, 2012. *Renewables 2012 Global Status Report*, u.o.: REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Renewable Energy Corporation ASA, 2012. *REC Peak Energy Series*. [Online]
Available at: <http://www.recgroup.com/en/products/SolarModules/recpeakenergyseries/>
[Använd 1 November 2012].
- Roos, C., 2008. *Concentrating Solar Collectors*. u.o.:u.n.
- Rosén, P., 2012A. *Teknikexpert inom Eon Värme Sverige AB* [Intervju] (11 Oktober 2012A).
- Rosén, P., 2012B. *Teknikexpert inom Eon Värme Sverige AB* [Intervju] (12 Oktober 2012B).
- Rosén, P., 2012C. *Teknikexpert inom Eon Värme Sverige AB* [Intervju] (22 Oktober 2012C).
- Rosén, P., 2012D. *Teknikexpert inom Eon Värme Sverige AB* [Intervju] (19 November 2012D).
- Rossing, J., 2011. *Solvärme i småskaligt fjärrvärmenät*, u.o.: Umeå Universitet.
- Rotpartner, u.d. *VVC-varmvattencirkulation*. [Online]
Available at: <http://www.rotpartner.se/vvc>
[Använd 15 Oktober 2012].
- Rotpartner, u.d. *VVC-varmvattencirkulation*. [Online]
Available at: <http://www.rotpartner.se/vvc>
[Använd 15 Oktober 2012].
- Rydstrand, M., Martin, V. & Westermarck, M., 2004. *Värmedriven kyla*, u.o.: Svensk Fjärrvärme AB.
- Rönnelid, M., 1991. *Grundläggande förutsättningar för solfångare med interna reflektorer: en kunskapsöversikt*, Borlänge: Högskolan Dalarna.
- Rönnelid, M. o.a., 2004. *Sol till både vatten och värme, enkla åtgärder kan öka solvärmeutbytet*, Växjö: Formas.
- Salasovich, J. & Mosey, G., 2012. *Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at Johnson County Landfill*, u.o.: NREL.
- Sanchez, J., 2011. Top 10 Considerations. *Home Power*, Januari, Issue 140, pp. 46-51.
- Sanchez, J., 2012A. 2012 Grid-tied Inverter Buyer's Guide. *Home Power*, Issue Februari/Mars.
- Sanchez, J., 2012B. Determining PV Array Maximum System Voltage. *Home Power*, Issue December/Januari.
- Sandqvist, N., 2010. *Ängelholms Stadshus. Installation av solceller. Totalentreprenad. Rambeskrivning av solceller. Förfrågningsunderlag..* Malmö, Grontmij.

Schweiger, M., Jahn, U. & Herrmann, W., 2012. *Actors Affecting The Performance Of Different Thin-Film Pv Technologies And Their Impact On The Energy Yield*, Köln, Tyskland: TÜV Rheinland Group.

Setterwall, F., Andersson, M., Glebov, D. & Martin, V., 2003. *Lågtemperaturdriven absorptionskylmaskin*, u.o.: Energimyndighetens utvecklingsprogram.

Sharp, 2012. *Solar Products, Utility Scale Products*. [Online]
Available at: <http://www.sharppusa.com>
[Använd 4 December 2012].

Sidén, G., 2007. *Solenergiteknik- kompletterande teori, formler och övningsexempel*. u.o.:Halmstad Högskola.

Sivaraman, D. & Moore, M. R., 2012. Economic performance of grid-connected photovoltaics in California and Texas (United States):The influence of renewable energy and climate policies. *Energy Policy*, Issue 49, pp. 274-278.

Sjöberg, P., 2012A. *Utvärdering av solvärmebidraget och solvärmestödet*, u.o.: Boverket.

Sjöberg, P., 2012B. *Marknadsanalytiker/Nationalekonom på Boverket* [Intervju] (12 Oktober 2012B).

Skatteverket, 2012. *Momsbroschyren*, u.o.: Skatteverket.

Skoldberg, H. o.a., 2011. *Fjärrvärmerna i framtiden*, u.o.: Svensk Fjärrvärme AB.

SMA Solar Technology, 2010. *PV Inverter - Basic Facts for Planning PV Systems*. [Online]
Available at: <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/pv-inverters-basic-facts-fpr-planning-pv-systems.html>
[Använd 16 November 2012].

SMA Solar Technology, 2012. *PID-TI-UEN113410*. [Online]
Available at: <http://files.sma.de/dl/7418/PID-TI-UEN113410.pdf>
[Accessed 8 Juni 2012].

SMA Solar Technology, 2012. *Products*. [Online]
Available at: <http://www.sma.de/en/products/>
[Använd 15 November 2012].

SMHI, 2009. *Solstrålning*. [Online]
Available at: <http://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/solstralning-1.4186>
[Använd 13 December 2012].

SMHI, 2012. *Kunskapsbanken - Solstrålning*. [Online]
Available at: <http://www.smhi.se/kunskapsbanken/>
[Använd 28 November 2012].

SMHI, 2012. *SMHI LuftWebb*. [Online]
Available at: <http://luftwebb.smhi.se/>
[Använd 17 Juni 2012].

- Sol och Energiteknik SE AB, 2007. *Vikinghandel*. [Online]
Available at: http://www.vikinghandel.se/Bilder/Sol/Broschyr_intelliheat.pdf
[Använd 13 December 2012].
- Sol och Energiteknik SE AB, 2012. *Sol och Energiteknik SE AB*. [Online]
Available at: <http://www.solenergiteknik.se/rwdx/files/Intelli-heat-FP215P-PL-installatoershandbok-2012-08-20.PDF>
[Använd 12 December 2012].
- Solar Book, 2009. *Optical efficiency (zero loss coefficient)*. [Online]
Available at: <http://www.solarbook.ie/solar-thermal-optical-efficiency.html>
[Använd 30 Januari 2013].
- Solarus, 2012. *The Thermal system*. [Online]
Available at: <http://solarus.se/thermal.html>
[Använd 13 Juli 2012].
- Solarus, 2013. *Solfångare för värme*. [Online]
Available at: http://www.solarus.se/thermal_se.html
[Använd 13 Februari 2013].
- Soldata, 2012. *SolData*. [Online]
Available at: <http://www.soldata.se/>
[Använd 7 December 2012].
- Solect Power, 2012. *Solect Power*. [Online]
Available at: <http://www.solectpower.se/>
[Använd 19 November 2012].
- Solel i Sala & Heby, 2012. *Solel i Sala & Heby ekonomisk förening*. [Online]
Available at: <http://solelialaheby.se/>
[Använd 28 November 2012].
- Solelprogrammet, 2012?. *Installationsguide - Nätanslutna Solcellsanläggningar*, u.o.: u.n.
- Solelprogrammet, 2012. *Projekteringsverktyg*. [Online]
Available at: www.solelprogrammet.se
- Solelprogrammet, 2013. *Beskrivning av hur solcellen fungerar*. [Online]
Available at: <http://www.solelprogrammet.se/Om-solcellstekniken1/Solel-for-elforetag/Hur-fungerar-solcellen1/>
[Använd 20 Februari 2013].
- Solklart, u.d. *Poolvärmesystem*. [Online]
Available at: <http://www.sol-klart.se/?page=56&id=71>
[Använd 29 Juli 2012].
- Sollie, B., 2012A. *Rådgivare för Ingenjör Björn Sollie AB* [Intervju] (23 Oktober 2012A).
- Sollie, B., 2012B. *Rådgivare för Ingenjör Björn Sollie AB* [Intervju] (29 Oktober 2012B).
- Sollie, B., 2012. *Rådgivare för Ingenjör Björn Sollie AB* [Intervju] (29 Oktober 2012).

- Sollie, B., 2012. *Rådgivare för Ingenjör Björn Sollie AB* [Intervju] (23 Oktober 2012).
- Solmetric, 2011. *Guide to interpreting I-V Curves Measurements of PV arrays.*, u.o.: Solmetric.
- SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut och Svensk Solenergi , 2010. *Solvärmsystem för småhus kursmaterial för installatörer*, u.o.: u.n.
- SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, 2012. *Förteckning över solfångare enligt Solar Keymark och beräknade årsutbyten*. [Online]
Available at: http://www.sp.se/sv/units/energy/Documents/ETk/Forteckning_P-markta_och_ovriga_solfangare.pdf
[Använd 13 December 2012].
- SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, u.d. *P-märkning och inledande kontroll av solfångare*. [Online]
Available at: <http://www.sp.se/sv/units/energy/Documents/ETk/Areadefinitioner.pdf>
[Använd 25 Juni 2012].
- S-Solar, 2010. *Energifakta Del 2*. [Online]
Available at:
<http://www.ssolar.com/Solenergi2010/Till%C3%A4mpningarDEL2brSolenergiteknik/tabid/600/Default.aspx>
[Använd 31 Juli 2012].
- S-Solar, 2010. *Solenergi 2010 Guidelines och Tekniska anvisningar - Professional edition*. [Online]
Available at: <http://www.ssolar.com/LinkClick.aspx?fileticket=1YhIX1d8hX0%3D&tabid=599>
[Använd 10 Februari 2013].
- S-Solar, 2011. *Monteringsanvisning för solfångare typ Prisma*. [Online]
Available at:
<http://www.ssolar.com/LinkClick.aspx?fileticket=vyVNZDBniZU%3D&tabid=632&mid=1731>
[Använd 31 Juli 2012].
- Stapleton, G. & Neill, S., 2012. *Grid-connected solar electric systems*. Abingdon, Oxon: Earthscan.
- Statens Energimyndighet, 2011. *Energiläget 2011*, u.o.: u.n.
- Statistiska Centralbyrån, 2012. *Prisutveckling på el och naturgas samt leverantörsbyten, andra kvartalet 2012*, u.o.: SCB på uppdrag av Energimyndigheten.
- Stenström, S. & Wimmerstedt, R., 2009. *Heat Pumps Theory-Techniques-Applications*. u.o.:LTH.
- Stockholms stads miljöförvaltning, 2012. *Fallstudie- och lönsamhetsanalys av solceller*, Stockholm: Stockholms stads miljöförvaltning - Plan och miljö.
- Stridh, B. & Hedström, L., 2011. *Solceller – Snabbguide och anbudsformulär*, u.o.: Elforsk.
- Stridsman, D., Rydén, B. & Göransson, A., 2012. *Lilla prismodellboken- om införandet av ny prismodell för fjärrvärme*, u.o.: Profu, Handelshögskolan i Göteborg.
- Suntech, 2012. *Contact, Service and Support*. [Online]
Available at: <http://am.suntech-power.com/index.php>
[Använd 7 December 2012].

Šúri, M., Huld, T. A., Dunlop, E. D. & Ossenbrink, H. A., 2007. *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*, u.o.: Solar Energy 81.

Svensk Energi, 2011. *Energilexikon - Solcellsmodul*. [Online]
Available at: <http://energilexikon.svenskenergi.se/wiki/Solcellsmodul>
[Använd 30 November 2012].

Svensk Energi, 2012A. *Elfakta*. [Online]
Available at: <http://www.svenskenergi.se>
[Använd 25 September 2012].

Svensk Energi, 2012B. *Pressmeddelande - 7 av 10 elnätsföretag: Låt kunden få betalt för egenproducerad el – ”lagen måste ändras”*. [Online]
Available at: <http://www.svenskenergi.se/sv/Aktuellt/Nyheter/7-av-10/>
[Använd 28 November 2012].

Svensk Energi, 2012C. *Nyheter och press - 7 av 10 svenskar vill producera egen el*. [Online]
Available at: <http://www.svenskenergi.se/sv/Aktuellt/Nyhetstjanstarkiv/7-av-10-svenskar-vill-producera-egen-el2/>
[Använd 28 November 2012].

Svensk Fjärrvärme AB, 2009. *Fjärrvärmecentralen kopplingsprinciper*, u.o.: Svensk Fjärrvärme AB.

Svensk fjärrvärme, 2012. *Fjärrvärmepriser*. [Online]
Available at:
<http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Statistik/Övriga%20dokument/2012/Fjärrvärmepriser%20PM%202012.pdf>
[Använd 11 Februari 2013].

Svensk Fjärrvärme, 2012. *Tillförd energi*. [Online]
Available at: <http://www.svenskfjarrvarme.se/statistik--pris/fjarrvarme/energitillforsel/>
[Använd 03 Mars 2013].

Svensk Fjärrvärme, u.d. *Så funkar fjärrkyla*. [Online]
Available at: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Fjarrkyla/Hur-funkar-fjarrkyla/>
[Använd 25 September 2012].

Svensk Solenergi, 2007. *Räkna med solenergi det lönar sig i längden*. [Online]
Available at: <http://www.svensksolenergi.se/uploaded/pdf/svensksolenergibrosch2007.pdf>
[Använd 20 Maj 2012].

Svensk Solenergi, 2013. *Byggnader anslutna till fjärrvärme*. [Online]
Available at: <http://www.svensksolenergi.se/fakta-om-solenergi/solvaerme/byggnader-anslutna-till-fjaerrvaerme>
[Använd 03 Mars 2013].

Svensk Solenergi, u.d. *Frågor och svar*. [Online]
Available at: http://www.svensksolenergi.se/page.php?page=fragor_och_svar&&main=54#kostar
[Använd 26 September 2012].

Svensk Solenergi, u.d. *Stöd till solvärmeanläggningar*. [Online]
Available at: http://www.svensksolenergi.se/page.php?page=om_stod_och_bidrag&&main=54
[Använd 23 Juni 2012].

Svenska Kraftnät, 2012A. *Svenska Kraftnät*. [Online]
Available at: <http://svk.se/>
[Använd 25 September 2012].

Svenska Kraftnät, 2012B. *CESAR Elcertifikat*. [Online]
Available at: <https://elcertifikat.svk.se>
[Använd 27 September 2012].

Sveriges Riksdag, 2012. *Sveriges Riksdag*. [Online]
Available at: <http://www.riksdagen.se>
[Använd 7 September 2012].

Svesol , u.d. *Förutsättningar för solvärme - checklista*. [Online]
Available at: <http://www.svesol.se/solvarme-for-villor/foerutsaettningar-foer-solvaerme-checklista>
[Använd 28 Maj 2012].

Talavera, D., Nofuentes, G. & Aguilera, J., 2009. The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis. *Renewable Energy*, Issue 35, pp. 101-111.

The Solar Foundation, 2012. *Solar Accounting: Measuring the Costs and Benefits of Going Solar*, u.o.: The Solar Foundation.

Trebema, 2009. *Montering och installation av solfångare*. [Online]
Available at: http://www.trebema.se/manual_solpanel_0905_.pdf
[Använd 09 Juni 2012].

U.S. Department of Energy, 2011. *Guidebook for Solar Photovoltaic Projects in Philadelphia - Second Edition*, Philadelphia: Philadelphia Electric Company (PECO), Pennsylvania Department of Environmental Protection, Philadelphia's Department of Licenses and Inspections, Philadelphia's Mayor's Office of Sustainability, Pennsylvania Solar Energy Industries Association (PASEIA).

U.S. Department of Energy, 2013A. *Information Resources, EERE, SunShot Initiative, Newsletter, "SunShot Awardee Spotlight: Salt Lake City - Salt Lake City and the Wasatch Solar Challenge: There is (Solar) Power in Numbers"*. [Online]
Available at: <http://apps1.eere.energy.gov/solar/newsletter/detail.cfm/articleId=329>
[Använd 17 Januari 2013].

U.S. Department of Energy, 2013B. *EERE, SunShot Initiative, Information Resources, Solar Energy Resource Center, "The Solarize Guidebook: A Community Guide to Collective Purchasing of Residential PV Systems"*. [Online]
Available at:
http://www4.eere.energy.gov/solar/sunshot/resource_center/resources/solarize_guidebook_community_guide_collective_purchasing_residential_pv_systems
[Använd 17 Januari 2013].

UNEP's DTIE, 2012. *Global Trends in Renewable Energy Investment 2012*, u.o.: UNEP's Division of Technology, Industry and Economics i samarbete med Frankfurt School - UNEP Collaborating Centre

for Climate & Sustainable Energy Finance och producerats i samarbete med Bloomberg New Energy Finance.

Unger, T., 2013B. *Medarbetare på Profu i Göteborg AB* [Intervju] (24 Januari 2013B).

Unger, T., 2013. *Medarbetare på Produ i Göteborg AB* [Intervju] (22 Januari 2013).

Warfinge, C., 2005. *Kv Jöns Ols i Lund-energismått och lönsamt flerfamiljshus med konventionell teknik*, u.o.: WSP Environmental Byggnadsfysik.

Warm-Ec Scandinavia AB, u.d. *Teknisk och ekonomisk optimering*. [Online]
Available at: <http://www.warmec.se/index.php?page=projektering>
[Använd 30 Maj 2012].

Vasakronan Intranätet, 2012. [Online]
[Använd 06 September 2012].

Vasakronan, 2012. *LCC-kalkyl*, Malmö: Vasakronan.

Vasakronans intranät, 2012. [Online]
[Använd 06 September 2012].

Vattenfall, 2012. [Online]
Available at: <http://www.vattenfall.se>
[Använd 25 September 2012].

Wenham, S. R. o.a., 2011. *Applied photovoltaics*. 3:e red. u.o.:Earthscan.

Ververidis, J., 2012. *Driftingenjör Malmö Stad, serviceförvaltningen* [Intervju] (13 November 2012).

Williams, C., 2011. *Heatspring Magazine*. [Online]
Available at: <http://blog.heatspring.com/which-is-better-solar-thermal-flat-plate-or-evacuate-tube-collectors/>
[Använd 23 Maj 2012].

Wiman, D., 2012. *Försäljningschef vid Aquasol AB* [Intervju] (18 December 2012).

Wingne, J., 2012A. *Säljare Aqs produkter AB* [Intervju] (22 Oktober 2012A).

Wingne, J., 2012B. *Säljare Aqs- produkter AB* [Intervju] (26 Oktober 2012B).

Wingne, J., 2012. *Säljare Aqs produkter AB* [Intervju] (22 Oktober 2012).

Wingne, J., 2012. *Säljare Aqs- produkter AB* [Intervju] (26 Oktober 2012).

Wolf GmbH, 2010. *Vent & Energi*. [Online]
Available at: <http://www.ventoenergi.com/res/PDF/instanvsolarf33062165webv3.pdf>
[Använd 15 Januari 2013].

World Resource Institute, 2013. *Purchasing Power: Best Practices Guide to Collaborative Solar Procurement*. [Online]
Available at: <http://www.wri.org/publication/purchasing-power>
[Använd 17 Januari 2013].

WSP, 2011. *SEES Solar Energy from Existing Structures*. [Online]
Available at: http://www.wspgroup.com/upload/documents/PDF/Sweden/energi/SEES_sv.pdf
[Använd 26 November 2012].

Västra Götalandsregionen, u.d. *Fördelar*. [Online]
Available at:
http://www.kulturplattformen.se/kulturvast_templates/Kultur_ArticlePageWide.aspx?id=67826
[Använd 29 Juli 2012].

Yard, S., 2001. *Kalkyler för investeringar och verksamheter*. 2:11 red. u.o.:Studentlitteratur.

Yingli Green Energy, 2012. *Products - Multicrystalline - Datasheet*. [Online]
Available at: <http://www.yinglisolar.com/products/multicrystalline/>
[Använd 27 November 2012].

Yu, C. F., van Sark, W. G. & Alsema, E. A., 2011. Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), pp. 324-337.

Zelzouli, K., Guizani, A., Sebai, R. & Kerkeni, C., 2012. Solar Thermal Systems Performances versus Flat Plate Solar Collectors Connected in Series. *Engineering*, Issue 4, pp. 881-893.

Zhenxin, 2011. *Flat plate solar collectors*. [Online]
Available at:
<http://www.google.se/imgres?hl=en&biw=1366&bih=613&tbm=isch&tbnid=2Tu7RJxC-BgHJM:&imgrefurl=http://www.zhenxinsolar.com/product.asp%3Fid%3D42&docid=n4PHpfs3laE3sM&imgurl=http://www.zhenxinsolar.com/uploadfile/2011031453026249.jpg&w=717&h=316&ei=DVE3UMrrJY>
[Accessed 24 Augusti 2012].

Zimmermann, U., 2011. *Mätanläggning för utomhusmätningar på solcellsmoduler i Uppsala*, u.o.: Elforsk.

Zinko, H. o.a., 2002. *Storskalig fjärrvärme generella förstudier etapp 1*, u.o.: u.n.

15 Appendix

15.1 Skuggbildning

Tabell 52 Verkyg för modellering av skuggbildning för solenergianläggningar

Namn på produkt	Företag	Typ	Källa
Solar Pathfinder	Solar Pathfinder	Fysisk produkt	www.solarpathfinder.com/
Solmetric Sun Eye	Solmetric	Fysisk produkt	www.solmetric.com/
HORICatcher	Meteotest	Fysisk produkt i kombination med mjukvara	www.meteotest.ch/en/footer/navi/solar_energy/horicator/
Acme Solar Site Evaluation Tool	Wiley Products	Fysisk produkt i kombination med mjukvara	www.we-llc.com/ASSET.html
The Solar Checker	SMA Solar Technology	Smartphoneapp	www.sma-america.com/en_US/products/software/sma-solarchecker.html
Solmetric iPV Solar App	Solmetric	Smartphoneapp	www.solmetric.com
PV Designer Software	Solmetric	Mjukvara som kan kombineras med Solmetric Sun Eye (Se ovan)	http://www.solmetric.com/pvdesigner.html
Shadow Analyser	Dr Baum Research	Mjukvara	www.drbaumresearch.com
EcoTect	Autodesk	Mjukvara	usa.autodesk.com/ecotect-analysis/
PV*SOL	Valentin	Mjukvara	www.valentin.de/produkte
Pvsyst	Pvsyst	Mjukvara (prova på gratis i 30 dgr)	www.pvsyst.com
SolarGIS	GeoModel Solar	Webbaserad	http://solargis.info/pvplanner/
Amethyst ShadowFX	CA Design Associates Ltd.	Mjukvara	http://www.shadowfx.co.uk/
Solar Energy from Existing Structures	Per Jonsson, WSP Analys & Strategy, och Fredrik Lindberg, Gothenburg University.	Mjukvara (GIS)	http://www.gvc.gu.se/Forskning/klimat/stadsklimat/gucg/software/sees/
DDS-CAD PV	Data Design System	Mjukvara	http://www.dds-cad.net/
TRNSYS	Thermal Energy System Specialists	Mjukvara	http://www.trnsys.com/

15.2 Modelleringsprogram

Tabell 53 Lista på mjukvaror för simulering av solcellssystem

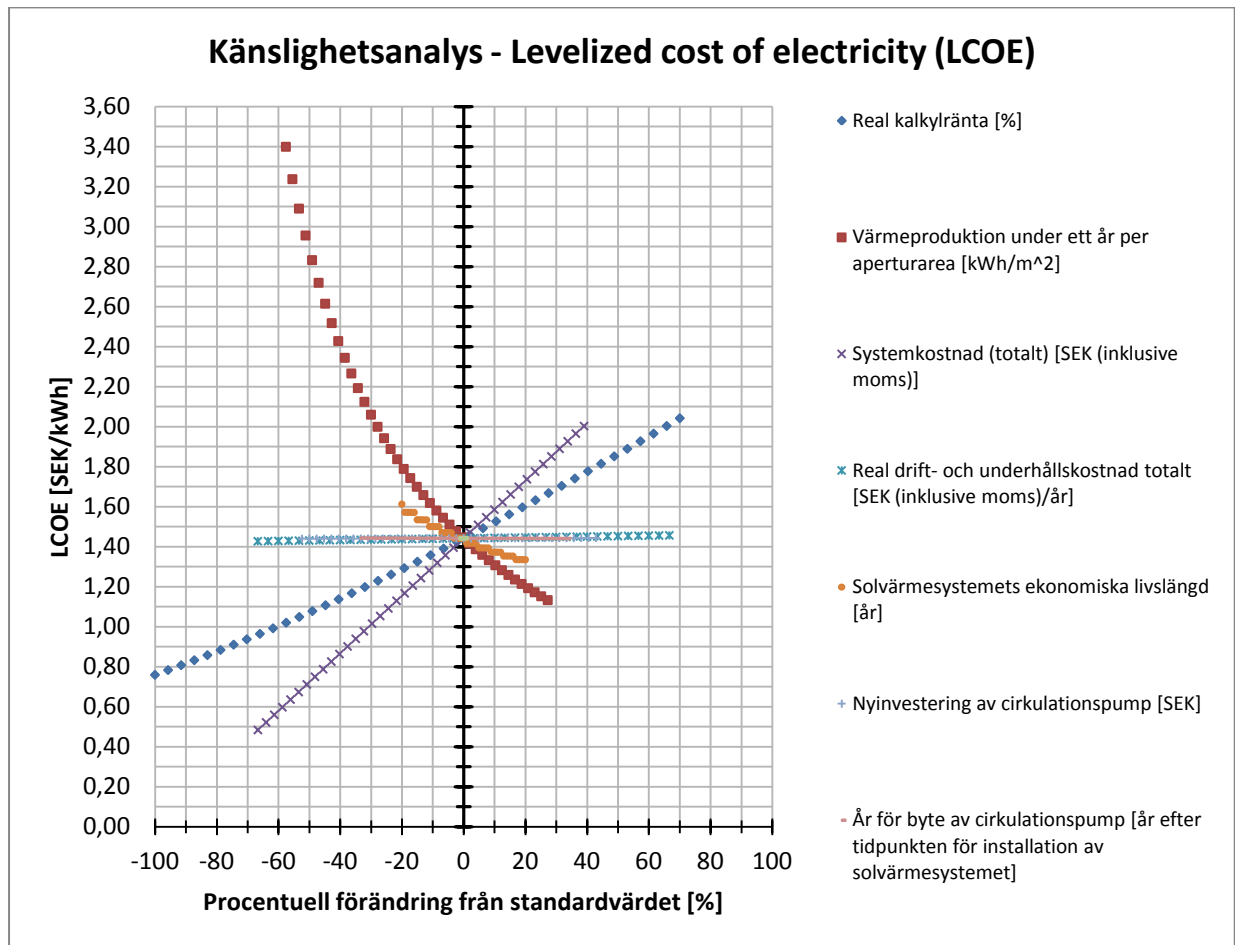
Programvara (kommersiella)	Internetadress	Programvara (gratis)	Internetadress
Clean Power Estimator	http://www.cleanpower.com/	PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
PVSYST	http://www.pvsyst.com/	Solekonomi 1.0	http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/
OnGrid	http://www.ongrid.net/	PVWatts™ Site Specific Data Calculator	http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/site_specific.html
PV*Sol	http://www.solar design.co.uk/	RETScreen 4	http://www.retscreen.net/ang/version4.php
PV F-Chart	http://www.fchart.com/	Sunny Design	http://www.sma.de/en/products/plant-planning/sunny-design.html
PV-Design Pro	http://www.mauisolarsoftware.com/		
DDS-CAD PV	http://www.dds-cad.net/		
Hybrid2	http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/		
INSEL	http://www.insel.eu/		
PV Designer Software	http://www.solmetric.com/		
Homer	http://homerenergy.com/		
TRNSYS	http://www.trnsys.com/		

Se även http://www.nrel.gov/analysis/analysis_tools_tech_sol.html

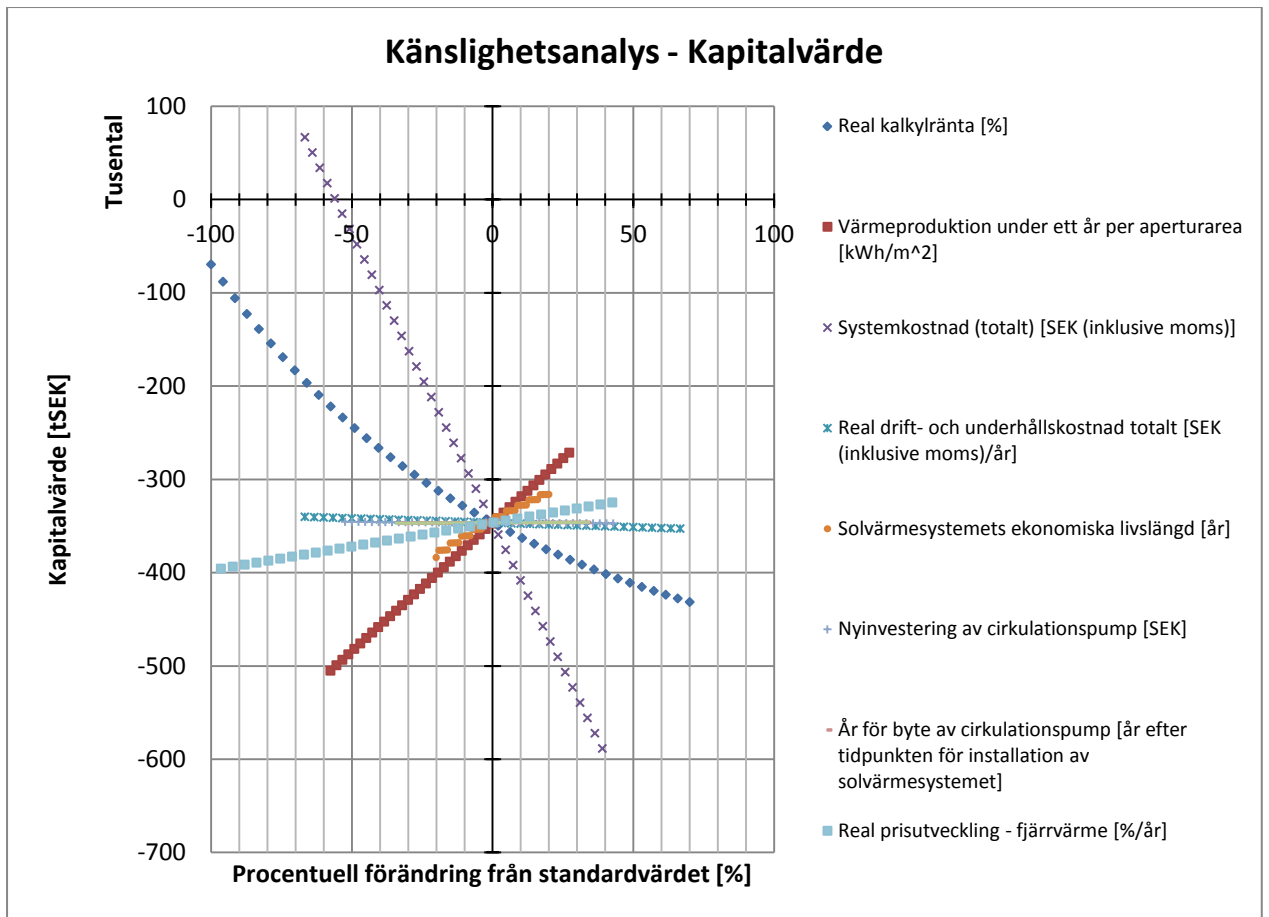
Tabell 54 Lista på mjukvaror för simulering av solvärmsystem

Programvara (kommersiella)	Internetadress	Programvara (gratis)	Internetadress
T*sol	http://www.solar design.co.uk/tsol.php	ScenoCalc	http://www.sp.se/en/index/services/solar/ScenoCalc/Sidor/default.aspx
Polysun	http://www.polysun.ch/vs2/index.php?article_id=8&clang=1	RETScreen Software Suite	http://www.retscreen.net/ang/download.php
TRNSYS	http://www.trnsys.com/	Watsun 2009	http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/software-tools/1546
Winsun 0709	Bengt Perers, email: bengt.perers@ebd.th.se		

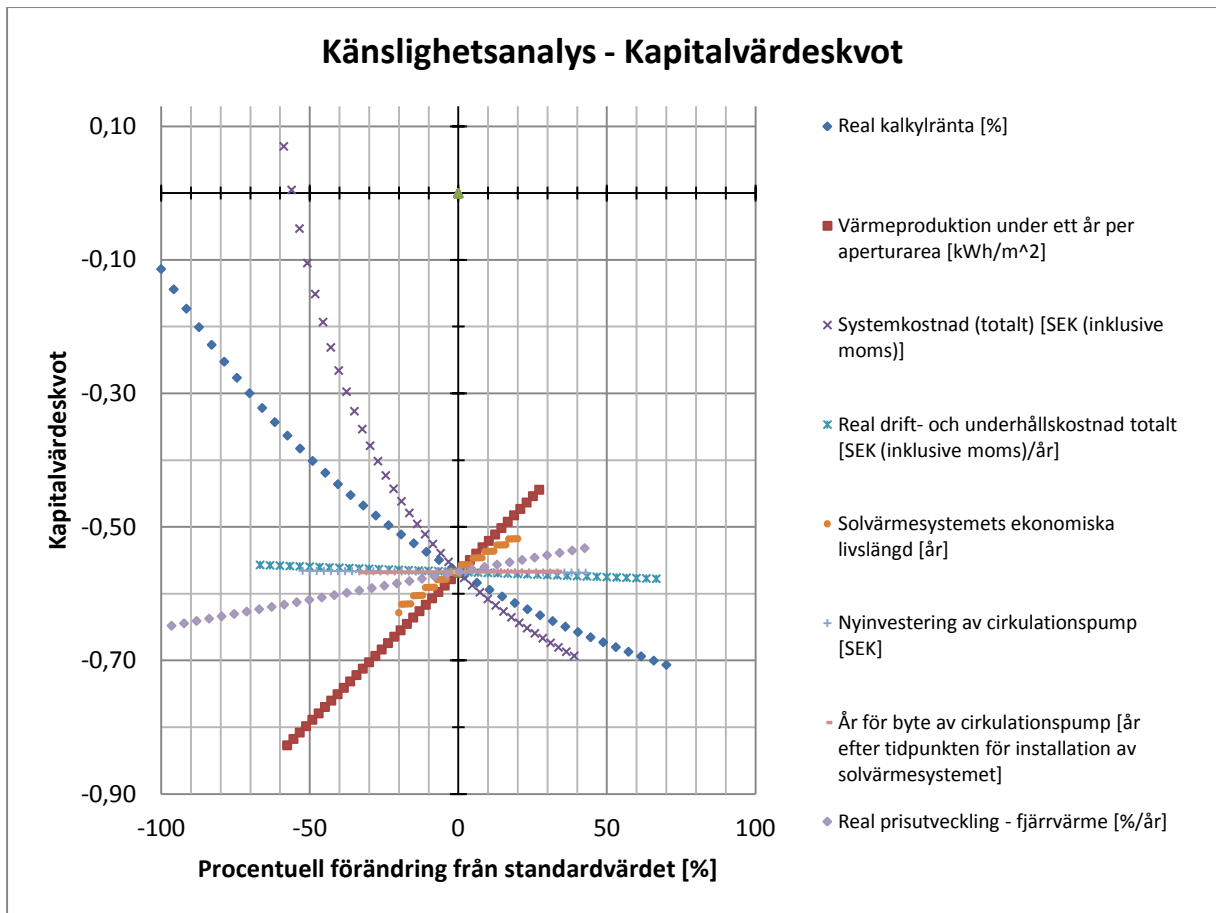
15.3 Känslighetsanalys-sekundäranläggning mini-alternativ 1



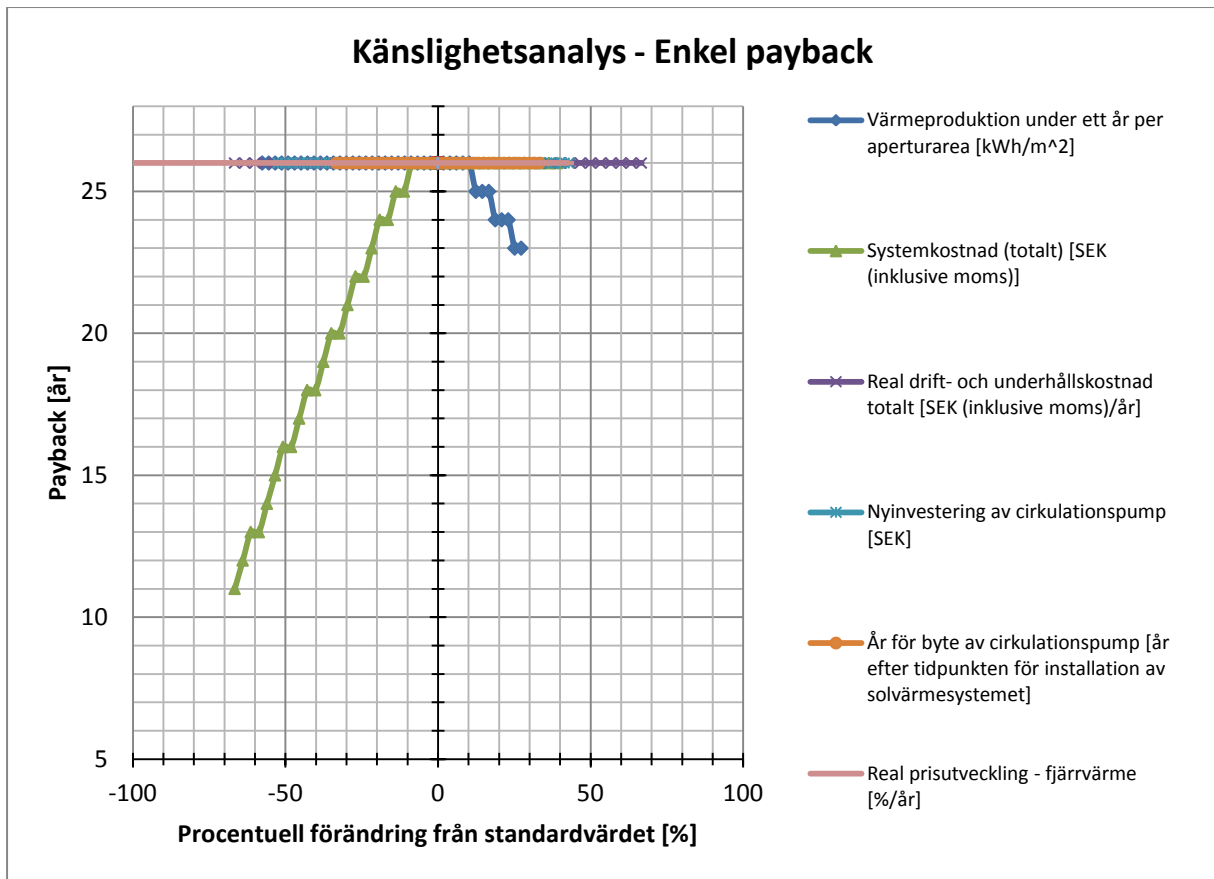
Figur 119 Känslighetsanalys med hjälp av LCOE metoden. Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 34



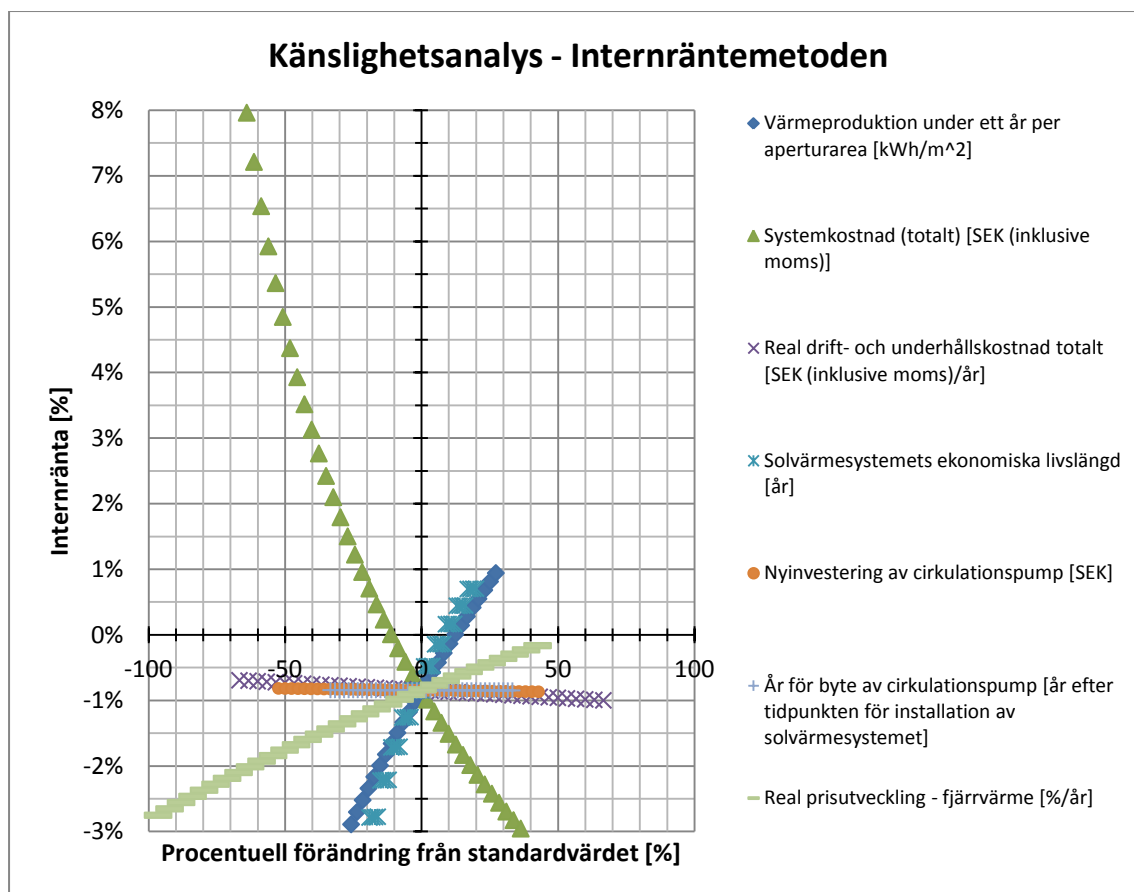
*Figur 120 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdemetoden
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 34*



*Figur 121 Känslighetsanalys med hjälp av kapitalvärdeskvotmetoden
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 34*



Figur 122 Känslighetsanalys med hjälp av enkel paybackmetod
 Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 34



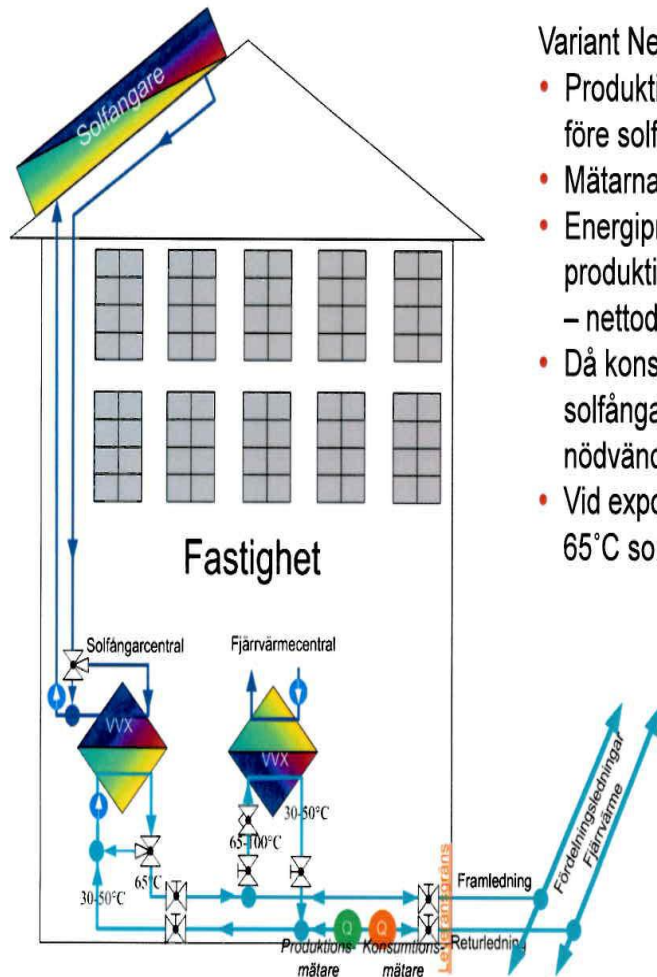
Figur 123 Känslighetsanalys med hjälp av internräntemetoden
Standardvärdet, där $x=0$, utgör värdet från lönsamhetsberäkningen i Tabell 34

15.4 Icke-grafisk lösning

Exempel: Trendlinjen i form av en linjär ekvation för real kalkylränta beskrivs på följande sätt enligt den inbyggda regressionsfunktionen i Excel ($R^2=0,9963$): $f(x)=0,0067X+1,5059$. $f(x) = 1$ SEK/kWh söks. Lösning: $X=(1-1,5059)/0,0067=-75,51\%$. En sänkning av den reala kalkylräntan med 75,51% ger LCOE-värdet 1 SEK/kWh. Notera att då $x=0$ borde skärningspunkten för trendlinjen vara LCOE-värdet för standardfallet, ca 1,49 SEK/kWh, om den linjära trendlinjen hade passat datapunkterna perfekt. En regression av typen polynom hade beskrivit kurvan mer exakt men det hade i gengäld blivit mer omständigt att lösa ut procentssatsen eftersom trendlinjen då beskrivs av ett polynom av minst andra ordningen. Detta innebär att det som i denna rapport benämns linjära parametrar inte nödvändigtvis kan beskrivas perfekt med en enkel linjär funktion, dock är R^2 genomgående höga.

15.5 E.ONs inkopplingsprincip för solvärme primärinkopplat till fjärrvärmenätet

Inkopplingsprincip – Variant Nettodebitering solfångare



Variant Nettodebitering innebär:

- Produktions- och Konsumtionsmätare i serie före solfångarcentral och fjärrvärmecentral
- Mätarna mäter energiflödet i vardera riktning
- Energipriskomponenten är samma för produktion och konsumtion genom gränssnittet – nettodebitering
- Då konsumtionen i fastigheten överstiger solfångarproduktionen kan kunden själv välja nödvändig framtemperatur
- Vid export av solfångarenergi gäller normalt 65°C som minimitemperatur



15.6 Temperatur i Sege Parks solvärmeanläggning en dag i september

GT51= Temperatur till framledningen (fjärrvärme) (ut från solfångarcentral), GT61:1= Temperatur ut från solfångare (platt tak), GT63= Temperatur på returledning (fjärrvärme) (in till solfångarcentral), GT61:2= Temperatur ut från solfångare (lutande tak), GT62= Temperatur in till solfångarcentralen (solvärmesidan) (blandning av värme från solfångare från platt tak och lutande tak), GT52= Temperatur ut från solfångarcentralen (solvärmesidan).

